

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Анализ эффективности работы и целесообразности применения многозабойных  
скважин для разработки пласта Нх-І Ванкорского месторождения

21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Научный руководитель \_\_\_\_\_ доцент, к.т.н. М.Т. Нухаев  
подпись, дата      должность, ученая степень      инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_ А.Д. Андрющенко  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Консультант:  
БЖД \_\_\_\_\_ Е.В. Домаев  
наименование раздела      подпись, дата      инициалы, фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ О.В. Помолотова  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме бакалаврской работы**

фамилия, имя, отчество

## НОМЕР

КОД

наименование

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

## 5. Безопасность и экологичность проекта

ПОДПИСЬ

инициалы и фамилия

подпись, инициалы и фамилия студента

« 20 Г.

# КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК

## выполнения этапов ВКР

Наименование и содержание этапа (раздела)	Срок выполнения
Ознакомление с заданием, составление плана работы, подбор литературы	21.01.2016
Разработка раздела «Геологическая часть (Общие сведения о месторождении. Геолого-физическая характеристика месторождения. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов. Физико-химические свойства нефти, газа, воды и конденсата. Запасы углеводородов)»	04.02.2016
Разработка раздела «Технологическая часть (Текущее состояние разработки месторождения. Анализ текущего состояния разработки месторождения. Анализ состояния фонда скважин. Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти)»	25.02.2016
Разработка раздела «Специальная часть (Методы интенсификации притока. Технологии наклонно-направленного бурения. Горизонтальные скважины. Многоствольные и многозабойные скважины. Анализ эффективности многозабойных скважин пласта Нх-І. Анализ возможностей повышения эффективности многозабойных скважин пласта Нх-І. Определение геологических условий эффективного применения многозабойных скважин. Определение перспективных участков применения технологии многозабойных скважин)»	16.03.2016
Разработка раздела «Безопасность и экологичность проекта (Анализ потенциальных опасностей и вредностей, инженерные и оргпнизационные решения по обеспечению безопасности, санитарные требования, обеспечение взрывопожарной безопасности, инструкция по безопасному ведению работ)»	28.05.2016
Оформление дипломной работы, презентационного материала	12.06. 2016
Консультации с руководителем, устранение замечаний	15.06.2016
Рецензирование	21.06.2016
Защита дипломной работы	27.06.2016

Руководитель ВКР

М.Т. Нухаев

\_\_\_\_\_

подпись

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_ А.Д. Андрющенко

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа «Анализ эффективности работы и целесообразности применения многозабойных скважин для разработки пласта Нх-І Ванкорского месторождения», 74 страницы, 44 рисунков, 24 таблицы, 7 формул, 1 приложение, 17 источников.

ВАНКОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, МНОГОЗАБОЙНАЯ СКВАЖИНА, ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, ОПТИМАЛЬНЫЙ ДИЗАЙН, БОКОВЫЕ СТОЛЫ, ПЕРСПЕКТИВНЫЕ УЧАСТКИ, БУРЕНИЕ

Объектом исследования являются многозабойные и горизонтальные скважины пласта Нх-І Ванкорского месторождения, их геометрические параметры, геологические параметры пласта Нх-І.

Целью настоящей работы являлись анализ эффективности работы многозабойных скважин пласта Нх-І Ванкорского месторождения по сравнению с горизонтальными скважинами того же пласта, анализ возможностей повышения эффективности этих многозабойных скважин, определение оптимального дизайна МЗС, анализ влияния геологических параметров пласта на эффективность МЗС в сравнении с ГС, определение перспективных участков для бурения МЗС, определение целесообразности дальнейшего применения многозабойных скважин для разработки пласта Нх-І.

В ходе анализа подтверждена технологическая и экономическая эффективность МЗС по сравнению с ГС. Разработан и рекомендован к применению оптимальный дизайн МЗС, который имеет максимальный экономический эффект. Скважина с оптимальным дизайном должна иметь длину основного ствола 800 м, длину боковых стволов 285 м, частоту боковых стволов 0,875 ств/100 м, глубина основного ствола относительно кровли пласта Нх-І 2,1 м и зенитный угол боковых стволов 91,8°. Применение МЗС оптимального дизайна позволяет увеличить накопленную добычу нефти по сравнению с ГС на 61,9 тыс. т и при этом сократить период эксплуатации с 17 до 14 лет, увеличить NPV на 506,8-521,1 млн. руб. Определены 4 перспективных участка бурения МЗС. Однако окончательное решение о бурении в этих участках МЗС требует дополнительной информации и более глубокого анализа.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	6
1.1 Общие сведения о месторождении.....	6
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	9
1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	9
1.2.2 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов .....	9
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов.....	11
1.4 Физико-химические свойства нефти, газа, воды и конденсата.....	12
1.5 Запасы углеводородов .....	14
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	15
2.1 Текущее состояние разработки месторождения .....	15
2.2 Анализ текущего состояния разработки месторождения .....	16
2.3 Анализ состояния фонда скважин.....	22
2.4 Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти .....	26
3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	29
3.1 Методы интенсификации притока .....	29
3.2 Технологии наклонно-направленного бурения .....	32
3.3 Горизонтальные скважины.....	34
3.4 Многоствольные и многозабойные скважины.....	36
3.5 Анализ эффективности многозабойных скважин пласта Нх-I.....	39
3.6 Анализ возможностей повышения эффективности многозабойных скважин пласта Нх-I.....	46
3.7 Определение геологических условий эффективного применения многозабойных скважин.....	52
3.8 Определение перспективных участков бурения многозабойных скважин .....	53
3.9 Вывод.....	55
4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА .....	56
4.1 Анализ потенциальных опасностей и вредностей.....	56
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности.....	57
4.3 Санитарные требования.....	59

4.4 Обеспечение взрывопожарной безопасности .....	62
4.5 Инструкция по безопасности выполнения работ.....	64
Заключение .....	67
Список сокращений .....	68
Список использованных источников .....	69
Приложение А .....	70

## ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазодобывающая промышленность занимает особое место в экономике нашей страны. Она занимает около 14% ВВП России, а в экспорте товаров – 70,6%. При этом по добыче нефти и газа мы занимаем ведущие позиции в мире.

На российскую нефтяную отрасль оказывают влияние такие отрицательные факторы, как истощение экономических и рентабельных запасов в регионах добычи с развитой инфраструктурой (Западной Сибири, Урале, Поволжье), сложные природные условия и неразвитость инфраструктуры в новых регионах добычи (Восточной Сибири, Крайнем Севере, Дальнем Востоке), а также нехватка необходимых компетенций для реализации шельфовых и других сложных проектов.

Для повышения конкурентоспособности российской нефтедобычи необходимым условием становится создание благоприятных и эффективных налоговых условий, снижение себестоимости добычи и геологоразведки нефти с привлечением новых более экономичных технологий, а также поддержание добычи нефти и газа.

Дальнейшие возможности по поддержанию добычи нефти будут зависеть от способности компаний своевременно вводить в эксплуатацию новые месторождения в новых нефтегазоносных регионах (Восточная Сибирь, север Красноярского края, Каспийское море и т.п.) и внедрения современных технологий, направленных на повышение эффективности нефтегазодобычи [17].

Одним из месторождений новых регионов нефтегазодобычи является Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение. Несмотря на сравнительно высокий КИН, это месторождение обладает потенциалом дальнейшего увеличения эффективности добычи нефти, в частности, эксплуатационный объект Нх-I, на котором для разработки этого пласта применяются многозабойные скважины.

Целью данной работы является анализ и оценка эффективности применения многозабойных скважин на эксплуатационном объекте Нх-I Ванкорского месторождения, определение оптимального дизайна этих скважин, определение геолого-технических условий, при которых эта технология будет давать технологический и экономический эффект и определение дальнейших перспектив применения этой технологии.



# 1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского муниципального района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск.

Территориально расположено в пределах трех лицензионных участков: Ванкорского, Северо-Ванкорского и Восточно-Лодочного. Южная часть Ванкорского месторождения (Ванкорский ЛУ и Восточно-Лодочный) расположена в Туруханском районе Красноярского края, северная часть (Северо-Ванкорский ЛУ) расположена на территории Таймырского муниципального района (см. рисунок 1).



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Площадь месторождения составляет 447 кв. км.

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. В 140 км на юго-восток от месторождения расположен г. Игарка, в котором расположены крупный речной порт и аэропорт, способный принимать тяжёлые самолёты.

Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск-Игарка по р. Енисей составляет 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги («зимники»). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Наиболее экономически привлекательным способом доставки больших партий груза (общим объёмом до 35 тыс.т) в район Ванкорского месторождения является экспедиционный завоз караваном судов Енисейского пароходства по р. Большая Хета непосредственно до опорной базы промысла (430 км от устья). Это вариант предполагает минимальное количество промежуточных погрузочно-разгрузочных операций и минимальные сроки доставки. Вместе с тем, навигация по р. Большая Хета возможна только мелкосидящим флотом (баржи до 1000 т) и только в июне. В связи с этим большое значение приобретает общая согласованность и четкость всей транспортной схемы: своевременное накопление грузов в зимний период на площадках портов, причалы которых не заливаются паводком в весенний период (Лесосибирский порт, Красноярский порт), формирование и отправка мощного каравана судов, выгрузка в сжатые сроки на причалах Заказчика (Ванкор, Сузун). Причал и база ЗАО «Ванкорнефть» Прилуки расположена на левом берегу р. Енисей, в 12 км ниже порта Игарка. Прилуки служат основной перевалочной базой для доставки крупногабаритных и тяжеловесных грузов, предназначенных для строительства опорной базы промысла Ванкорского месторождения.

Железнодорожного сообщения в рассматриваемом районе нет, снабжение железнодорожным транспортом возможно, либо до г. Красноярск, либо через транспортную сеть Западной Сибири до ст. Пурпэ и Коротчаево и далее, либо водным транспортом, либо по зимней дороге.

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160-180 км на северо-запад от Ванкорского. Указанные месторождения связаны газопроводом с г. Норильск и конденсатопроводом с г. Дудинка, где имеется цех по переработке конденсата. В 200 км к юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаз».

Транспорт нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Нефтепровод рассчитан на прокачку объёмов УВ 25 млн.т/год. Общая протяжённость трассы составляет 543 км (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов).

Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведётся с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра от 01.06.2006 № 3662). В данный момент действующим технологическим документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра № 5462 от 15.11.2012 г.).

В районе расположения Ванкорского НГКМ развитая централизованная система энергоснабжения отсутствует. Ближайшая ВЛ 110 кВ ЕНЭС в районе Ванкорского НГКМ, расположена в 140 км на восток. Энергоснабжение объектов Ванкорского НГКМ осуществляется от собственного автономного энергоисточника.

В качестве источника энергоснабжения Ванкорского НГКМ на ЦПС предусмотрена ГТЭС, установленной электрической мощностью 206,4 МВт (располагаемой электрической мощностью 154,8 МВт), с газотурбинными установками единичной мощностью 25,8 МВт. В составе ГТЭС предусмотрено шесть рабочих и два резервных газотурбинных агрегата. Электроснабжение объектов Ванкорского НГКМ от ГТЭС предусмотрено по ВЛ 10 кВ, 35 кВ, на площадочных объектах-потребителях электроэнергетики предусмотрены понижающие подстанции.

Основным источником теплоснабжения объектов Ванкорского НГКМ является ГТЭС, в составе которой предусмотрены котлы-утилизаторы (шесть рабочих и два резервных), единичной тепловой мощностью – 33,0 МВт. Также для отопления части объектов Ванкорского НГКМ предусмотрены газовые котельные.

Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на кв.км.

На территории Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа, не обнаружено.

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3-2,0 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня. В это же время заканчивается ледоход и на р. Енисей (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток [13].

## 1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

### 1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста.

Ниже рассмотрены основные свиты, слагающие месторождение.

***Меловая система (нижний мел -  $K_1$ )***

Нижнехетская свита ( $K_{1nch}$ ). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита, представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Песчаные и алеврито-песчаные разности имеют подчиненное значение. Порода серого и зеленовато-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается глауконит и пирит. Для отложений характерны сложные виды кривой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений, встречаются деформационные текстуры, окатыши глин, обилие фауны различной сохранности, биотурбация незначительная, в основном ходы обитания. Возраст свиты берриас - ранний валанжин. К отложениям свиты толщиной 454 м приурочены продуктивные пласты Нх-I, Нх-III-IV.

Суходудинская свита ( $K_{1sd}$ ) согласно залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевритовыми породами. К отложениям свиты приурочен продуктивный пласт Сд-IX. Толщина свиты в скважине СВн-1 достигает 601 м.

Яковлевская свита ( $K_{1jak}$ ) согласно залегает на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболигифицированными песчаниками, содержащими прослойки углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. С отложениями свиты связаны продуктивные пласты Як-I, Як-III-VII. Толщина яковлевской свиты изменяется от 561 м (скважина СВн-1) до 652 м (скважина Вн-8).

***Меловая система (нижний-верхний отделы -  $K_{1-2}$ )***

Долганская свита ( $K_{1-2dl}$ ) согласно залегает на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков. Толщина свиты составляет 233-271 м [13].

### 1.2.2 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов

Ванкорское месторождение является многопластовым: в отложениях мелового возраста выявлено семь продуктивных пластов, содержащих семь залежей. Из них залежь Дл-I-III - газовая, залежи в пластах яковлевской свиты

(Як-I, Як-II, Як-III-VII) газонефтяные; в средней части разреза установлены две чисто нефтяные залежи в пластах Сд-IX и Нх-I суходудинской и нижнехетской свит соответственно, в низах мелового разреза расположена нефтегазоконденсатная залежь пласта Нх-III-IV нижнехетской свиты.

Залежь пласта Дл-I-III газовая, пластовая сводовая, литологически экранированная.

Залежи пласта Як-I контролируются северным и южным куполами. Залежь северного купола - нефтегазовая (на балансе 2011 года фигурировала как газовая). Сложена алевропесчаниками и алевролитами. Залежь южного купола – газовая, пластовая, ограничена зонами глинизации.

Залежь пласта Як-II согласно данным ГИС нефтегазовая, пластовая, сводовая, продуктивна только в южной части месторождения, в северной части месторождения пласт Як-II, по данным бурения эксплуатационных скважин, глинизируется. В восточной и западной частях залежь южного купола ограничена зонами глинизации.

Залежь пласта Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая.

Залежь пласта Сд-IX нефтяная, массивная, сводовая.

Залежь пласта Нх-I нефтяная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие зоны глинизации (замещения) пласта в северо-восточной части месторождения, в районе скважины СВн-2.

Залежь Нх-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие пропластка с улучшенной проницаемостью (суперколлектора) [13].

Сведения об основных геолого-геофизических характеристиках продуктивных пластов даны в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	-1030	-1650			-2400	-2670	-2750
Тип залежи	Пластовый, сводовый, литологически-экранированный			Массивный, сводовый		Пластовый, сводовый, литологически ограниченный	Пластовый, сводовый

## Окончание таблицы 1

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Тип коллектора	терригенный, поровый						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м <sup>2</sup>	208730	34620*	72466*	274966	17996	329455	290305
Средняя общая толщина пласта, м	44,5	12	6	94	36	54,9	72,8
Средняя газонасыщенная толщина, м	12,2	3,8	2,6	9	-	-	14,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	2,3	3,8	17,3	5,3	7,3	17,4
Абсолютная отметка ГНК/ГВК, м	-976	- 1579,9/ -1585	-1596,9	-1600; -1616	-	-	-2716
Абсолютная отметка ВНК, м	-	от - 1581,6 до - 1688,9	от - 1607,9 до - 1635,6	от - 1632,1 до - 1657,5	-2378,8	от - 2646,0 до - 2672,2	от - 2748,2 до - 2766,27
* Итоговая площадь нефте- и газоносных частей залежи							

**1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов**

Общая физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Коэффициент пористости, доли ед.	0,28	0,27	0,27	0,27	0,2	0,20	0,21
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	0,44	0,54	0,61	0,60	0,49	0,54
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	476			528,5	167	30,17	175,31

## Окончание таблицы 2

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Коэффициент вытеснения нефти пластовой водой, доли ед.	-	-		0,528	0,494	0,436	0,518
Коэффициент ост. водонасыщенности (вытеснение водой), доли ед.	-	-	-	0,224	0,344	0,311	0,275
Коэффициент ост. нефтенасыщенности (вытеснение водой), доли ед.	-	-	-	0,306	0,283	0,304	0,292
Коэффициент вытеснения нефти газом, доли ед.	-	-	-	0,425	0,348	0,323	0,359
Коэффициент ост. нефтенасыщенности (вытеснение газом), доли ед.	-	-	-	0,449	0,434	0,483	0,510
Глинистость, %	-	-	-	15	-	21,3	17,4
Карбонатность, %	-	-	-	-	-	9,3	7,6

**1.4 Физико-химические свойства нефти, газа, воды и конденсата**

Сравнительная характеристика основных физико-химических показателей нефти, газа, воды и конденсата Ванкорского месторождения представлена в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Сравнительная характеристика основных физико-химических показателей нефти Ванкорского месторождения

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Начальное пластовое давление (на ГНК, ГВК), МПа	9,6	15,7	15,9	15,9	23,5	25,4	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	-	23,23	-	8,7	1	0,57	0,75
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	-	0,864	-	0,8511	0,776	0,724	0,712
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	-	0,912	0,902	0,902	0,867	0,823	0,845
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	-	1,12	1,12	1,12	1,377	1,422	1,458
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	15,7	15,8	15,9	23,5	25,4	27,1
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	-	60,2	60,2	60,5	177,4	202,3	211,0
Сжимаемость, 1/МПа × 10 <sup>-4</sup>	-	9,13		9,13	12,3	14,21	16,79

Таблица 4 – Сравнительная характеристика основных физико-химических показателей газа, воды и конденсата

Флюиды и их характеристики		Дл I-III	Як III-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Газ	содержание метана, %	91,1	93,7	83,9	82,8
	плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,715	0,726	0,851	0,833
	коэффициент сверхсжимаемости, Z	0,842	0,855	0,823	0,845
Вода	минерализация, г/л	12,1	16,4	14,8	12,6
	плотность в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1007	1009	1008	1007
	плотность в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	1006	1003	991,5	987,5
	вязкость в пластовых условиях, мПа*с	1,2	0,85	0,57	0,51
	сжимаемость, 1/МПа × 10 <sup>-4</sup>	4,7	4,3	4,1	4,1
Конденсат	плотность дегазированного конденсата, кг/м <sup>3</sup>	-	-	-	719,4
	молярная масса, г/моль	-	-	-	107,18
	конденсатогазовый фактор, г/м <sup>3</sup>	-	-	-	177,32



## 1.5 Запасы углеводородов

Запасы углеводородов Ванкорского месторождения, числящиеся на Государственном балансе, составляют:

1. Нефти (геологические/извлекаемые):
  - по категории  $BC_1$  – 1 081 416/469 210 тыс.т;
  - по категории  $C_2$  – 53 967/23 944 тыс.т.
2. Растворенного газа:  $BC_1$  – /55 311 млн.м<sup>3</sup>;  $C_2$  – /2 115 млн.м<sup>3</sup>.
3. Конденсата:  $BC_1$  - 9 356/6 801 тыс.т.
4. Газа газовой шапки:  $BC_1$  - 65 296/- млн.м<sup>3</sup>,  $C_2$  - 4 758/- млн.м<sup>3</sup>.
5. Свободного газа:  $BC_1$  - 47 191/- млн.м<sup>3</sup>,  $C_2$  - 423/- млн.м<sup>3</sup> [13].

Данные по запасам нефти, газа и конденсата, числящиеся на государственном балансе РФ по категориям  $ABC_1C_2$  на 01.01.2013 приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Запасы нефти, газа и конденсата, числящиеся на государственном балансе РФ по категориям  $ABC_1C_2$  на 01.01.2013

Категория	Начальные запасы нефти, тыс.т				Начальные запасы конденсата, тыс.т				Начальные запасы газа (раст.+ свобод.+ ГШ), <sub>3</sub> млн.м
	геологи-ческие	извлекае-мые	КИН	КИН текущий	геологи-ческие	извлекае-мые	КИК	КИК текущий	извлекае-мые
Дл I-III	-	-	-	-	-	-	-	-	47191
Як I	4070	1880	0,462	0	-	-	-	-	3043
Як II	9274	4284	0,462	0	-	-	-	-	4384
Як III-VII	649880	300245	0,462	0,053	-	-	-	-	32188
Сд-IX	7141	2307	0,323	0	-	-	-	-	410
Нх-I	134070	49742	0,371	0,024	-	-	-	-	10063
Нх-III-IV	330948	134696	0,407	0,040	9356	6801	0,727	0,041	77815
Итого по месторож-дению	1135383	493154	0,434	0,046	9356	6801	0,727	0,041	127480

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Текущее состояние разработки месторождения

Основные эксплуатационные объекты добывающие нефть - Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-VII, газ - Дл-I-III.

По состоянию на 01.01.2013 г. на Ванкорском месторождении пробурено 206 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 124 скважины на объект Як-III-VII, 55 скважин на Нх-III-IV, 27 скважин – на Нх-I, 12 газовых – Дл-I-III, 125 – нагнетательных (48–Як-III-VII, 49–Нх-III-IV, 28 - Нх-I) и 72 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 71% [13].

Основные показатели состояния разработки месторождения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные показатели состояния разработки месторождения

Показатели		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	Всего на 01.01.2013
Добыча нефти	проект, тыс.т.	3388	13505	14529	17941	49363
	факт, тыс.т.	3640	12700	14856	18311	49280
	отклонение, %	+7,4	-6	+2,3	+2,1	-0,2
Добыча жидкости	проект, тыс.т.	3606,8	14864,6	16573	21017,8	56062,2
	факт, тыс.т.	3852,3	14127	17089	23886,6	58954,9
	отклонение, %	+6,4	-5	+3,1	+13,6	+5,2
Закачано воды, тыс. м <sup>3</sup> .		180	5404,2	14889	23428	44359,8
Обводненность, %		5,5	10,1	15,7	23,3	24,3
Текущая компенсация, %		3	20	36	45,2	34
Действующий фонд добывающих скважин, ед.		72	128	177	237	237
Среднесуточный дебит по нефти, т/сут.		403,9	356,2	288	259,1	259,1
Среднесуточный дебит по жидкости, т/сут.		414,0	396,2	332	342,4	342,4
Действующий фонд нагнетательных скважин, ед.		3	28	46	69	69
Средняя приемистость нагнетательной скважины, м <sup>3</sup> /сут		524,8	1105,6	1140	1125,6	1125,6
Добыто фонтаном, тыс.т.		1277	6069	4829	4961	15038
Добыто с ЭЦН, тыс.т.		2363	6631	10027	13113	34242

Динамика основных показателей разработки по месторождению в целом представлена на рисунке 2.

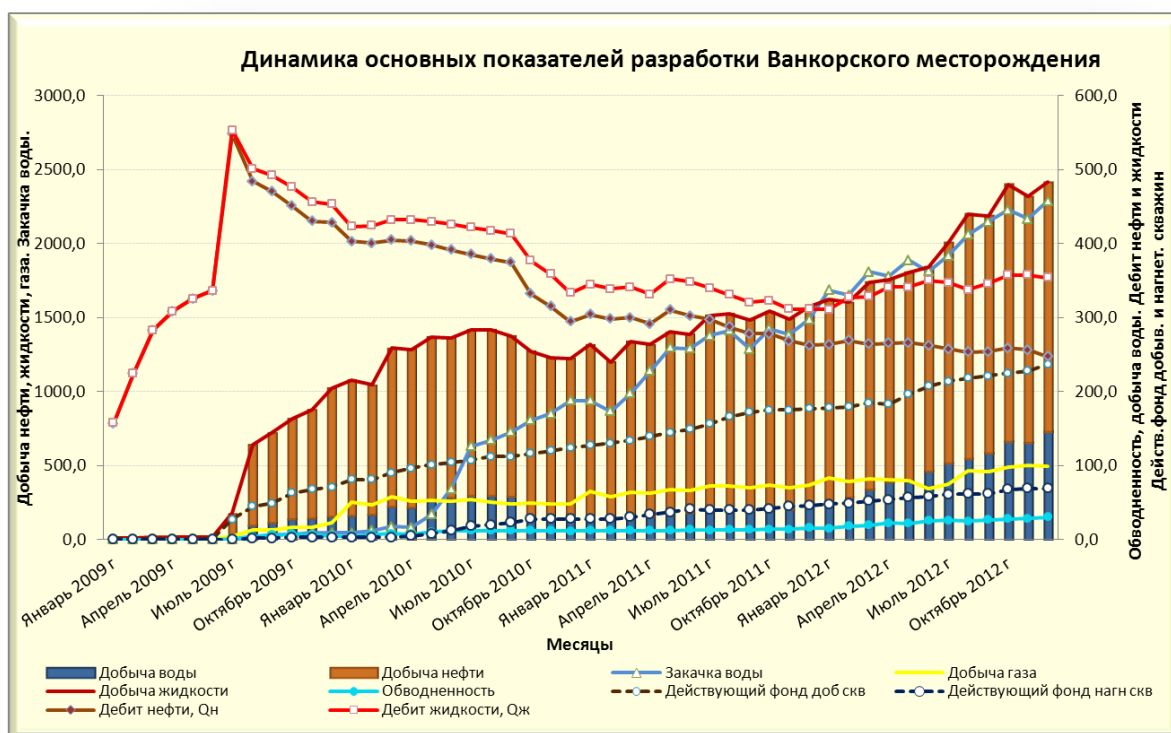


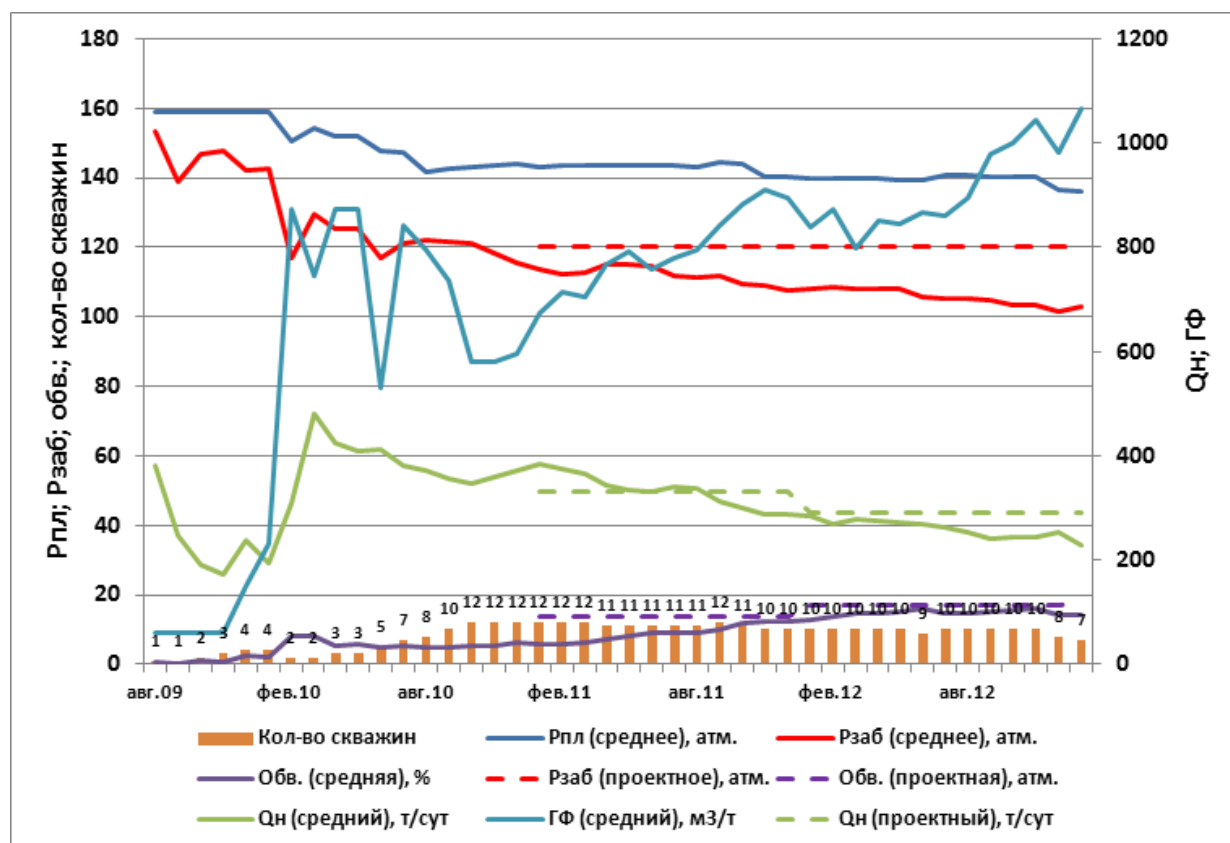
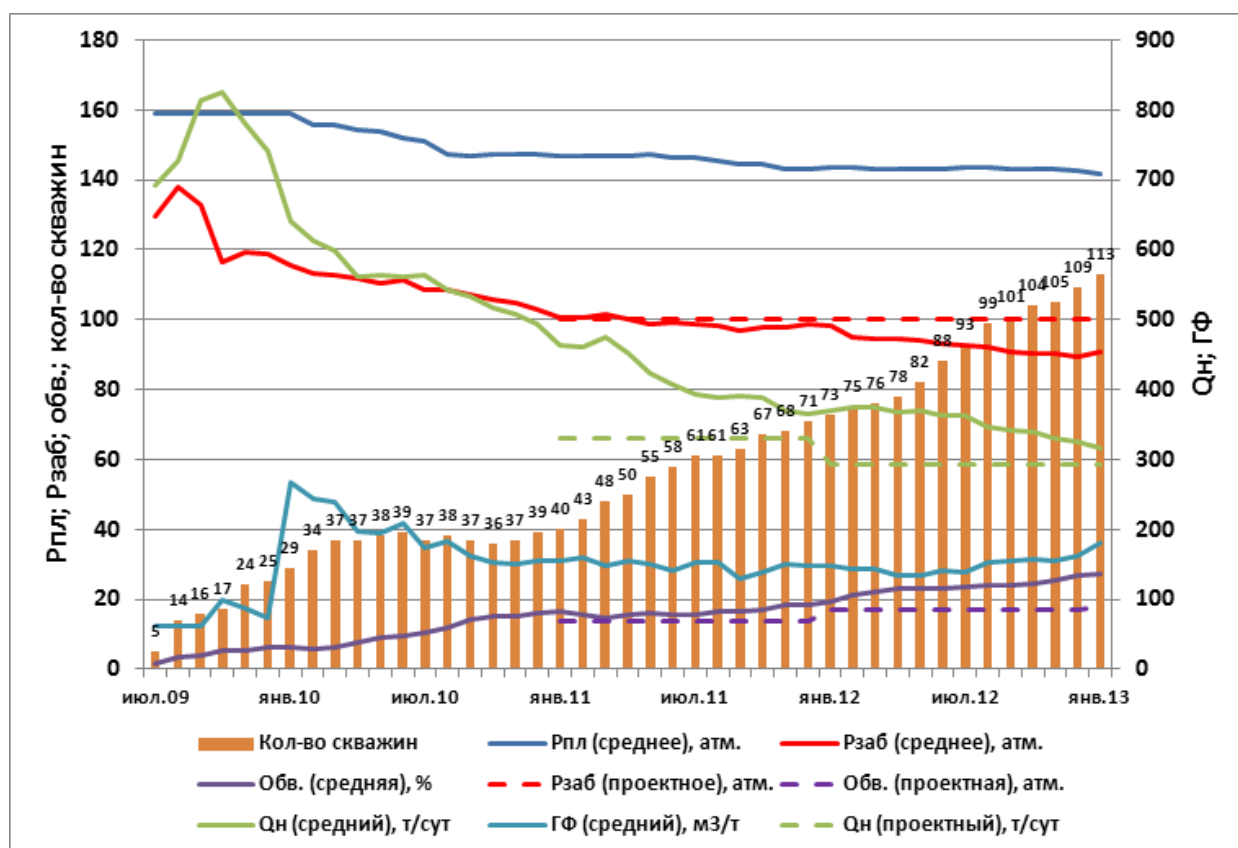
Рисунок 2 – Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

## 2.2 Анализ текущего состояния разработки месторождения

На Ванкорском месторождении по состоянию на 01.01.13 г. ведётся добыча нефти на трёх объектах разработки: Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I. Основным (95 %) способом эксплуатации скважин пласта Як-III-VII и Нх-I является ЭЦН, тогда как большинство (69%) скважин пласта Нх-III-IV эксплуатируются фонтанным способом.

Исходя из объектов разработки (Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I), типа скважин (наклонно-направленных и горизонтальных) и их способа эксплуатации (ФОН и ЭЦН), весь фонд добывающих скважин был поделён на 10 групп, однако по причине малочисленности механизированных наклонно-направленных скважин пласта Як 3-7 количество рассматриваемых групп сократилось до 9. Анализ динамики забойного давления проводился ежемесячно с усреднением значений последних по скважинам каждой группы. Усреднённым значениям забойного давления были также сопоставлены усреднённые показатели разработки, такие как среднесуточный дебит, обводнённость и газовый фактор. Анализ проводился на основе сравнения фактических и проектных показателей с учетом расположения групп скважин в залежах и другой технологической информации.

На рисунках 3-5 отображены показатели состояния разработки добывающих горизонтальных и наклонно-направленных скважин пласта Як-III-VII, оборудованных установками ЭЦН, а также скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации.



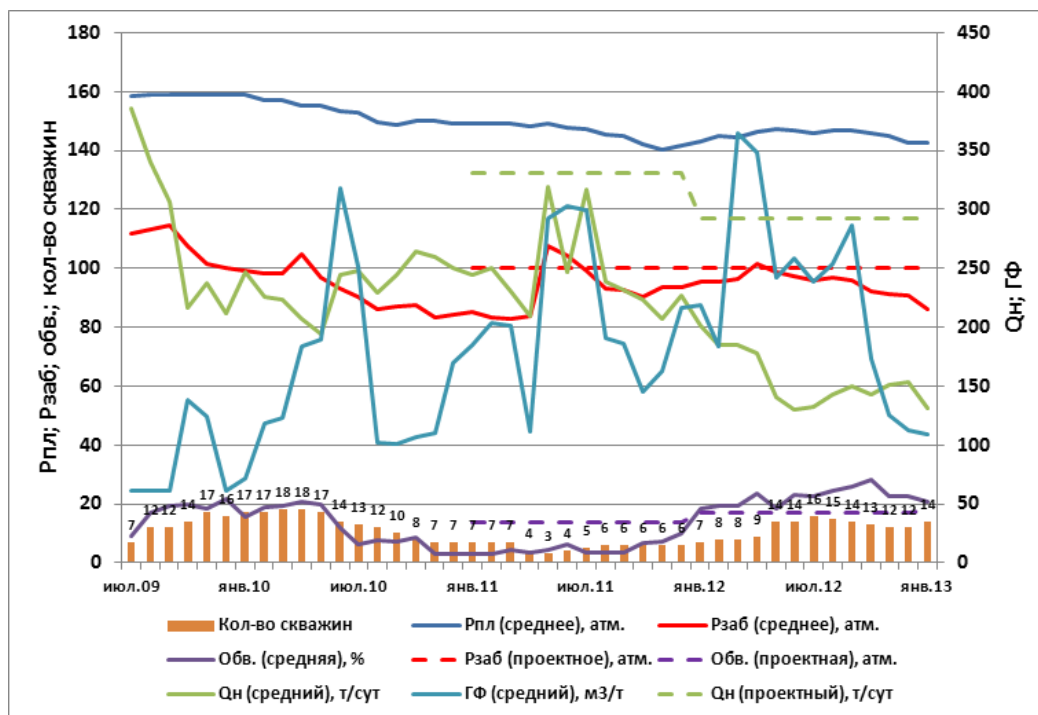


Рисунок 5 – Показатели состояния разработки для наклонно-направленных нагнетательных скважин пласта Як-III-VII, находящихся в отработке на нефть и оборудованных установками ЭЦН

На рисунках 6-8 отображены показатели эксплуатации добывающих горизонтальных и наклонно-направленных скважин пласта Нх-III-IV, оборудованных установками ЭЦН, а также скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации.

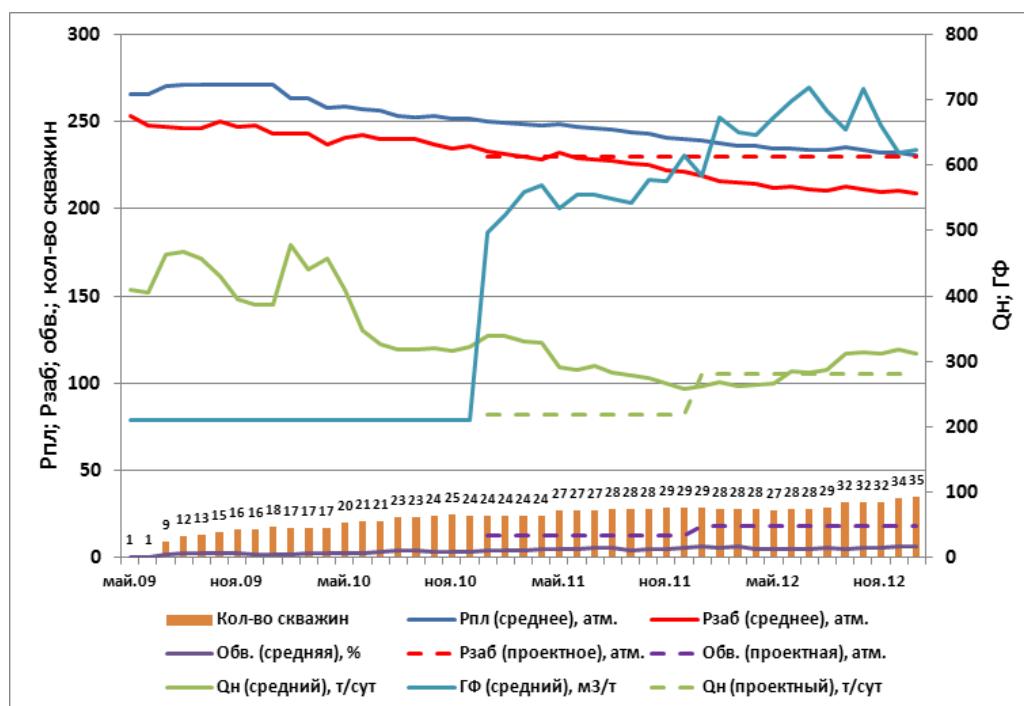


Рисунок 6 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-III-IV, работающих на фонтане

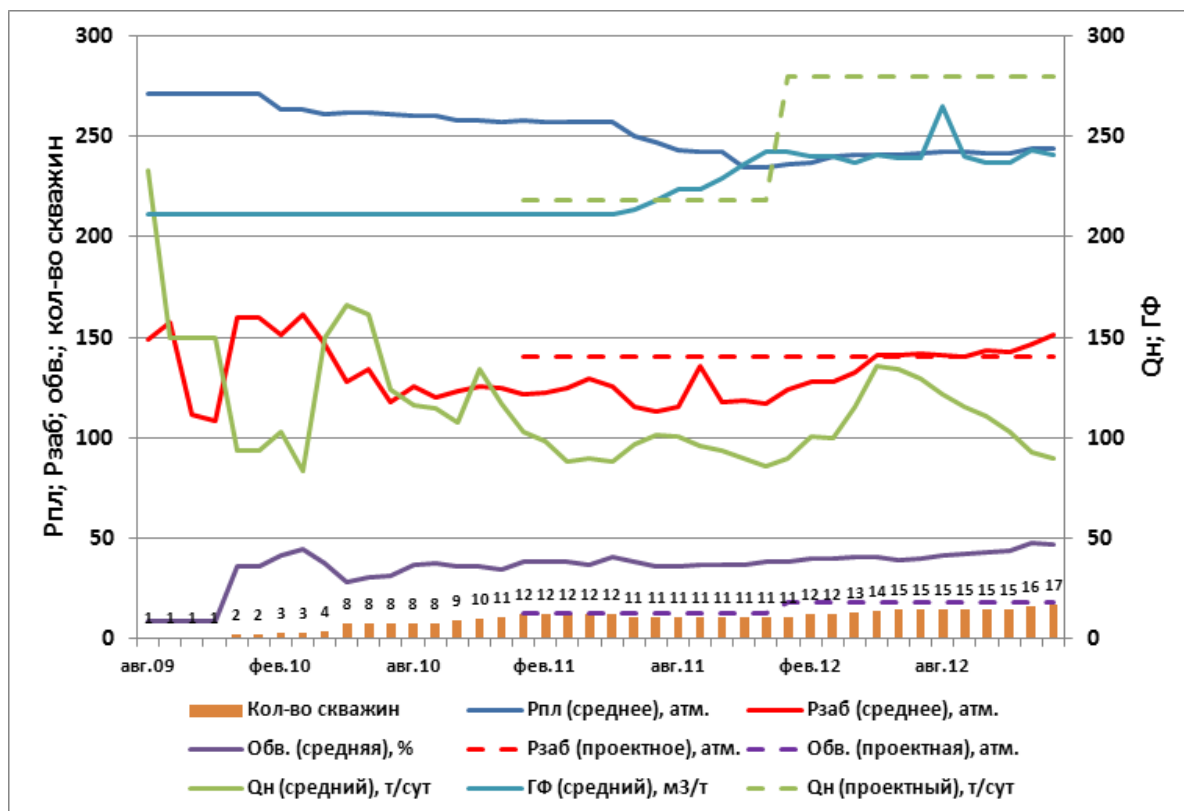


Рисунок 7 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-III-IV, оборудованных установками ЭЦН

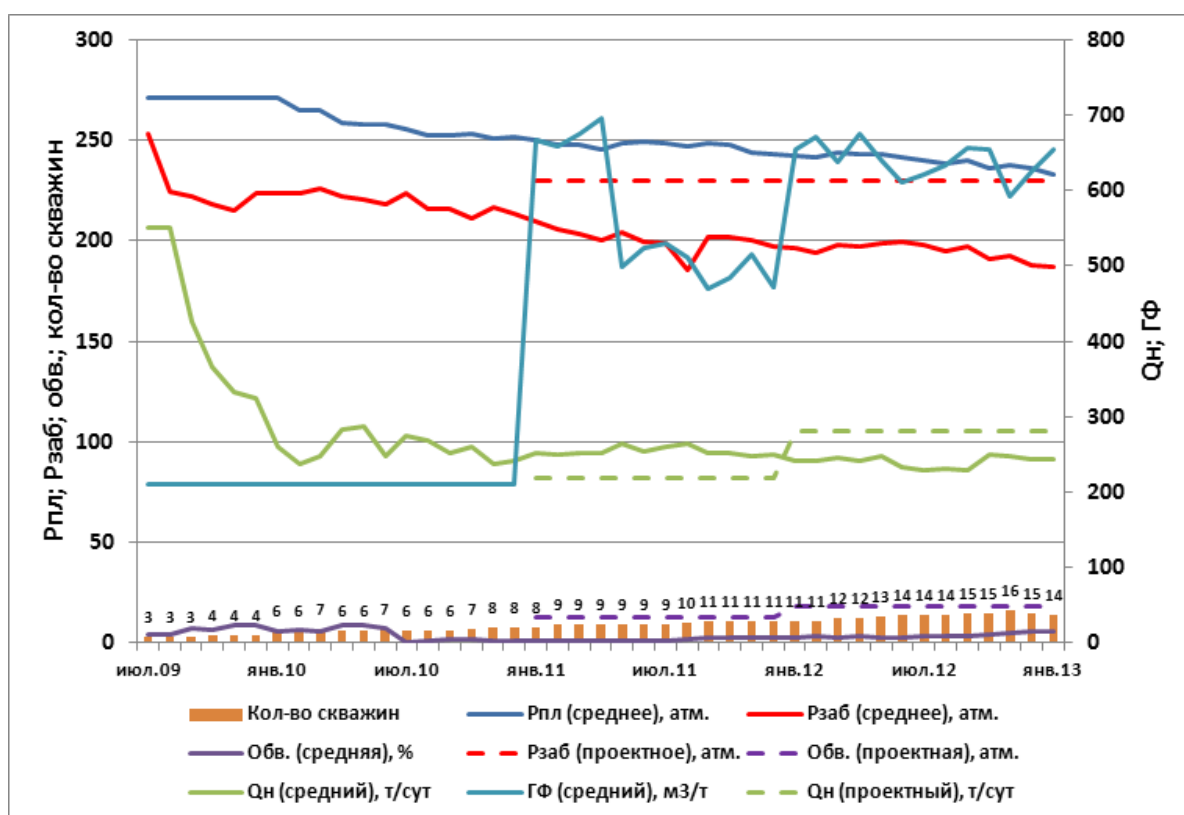


Рисунок 8 – Показатели состояния разработки для наклонно-направленных нагнетательных скважин пласта Нх-III-IV, находящихся в отработке на нефть и работающих на фонтане

На рисунках 9 и 10 отображены показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-I, оборудованных установками ЭЦН и работающих фонтаном.

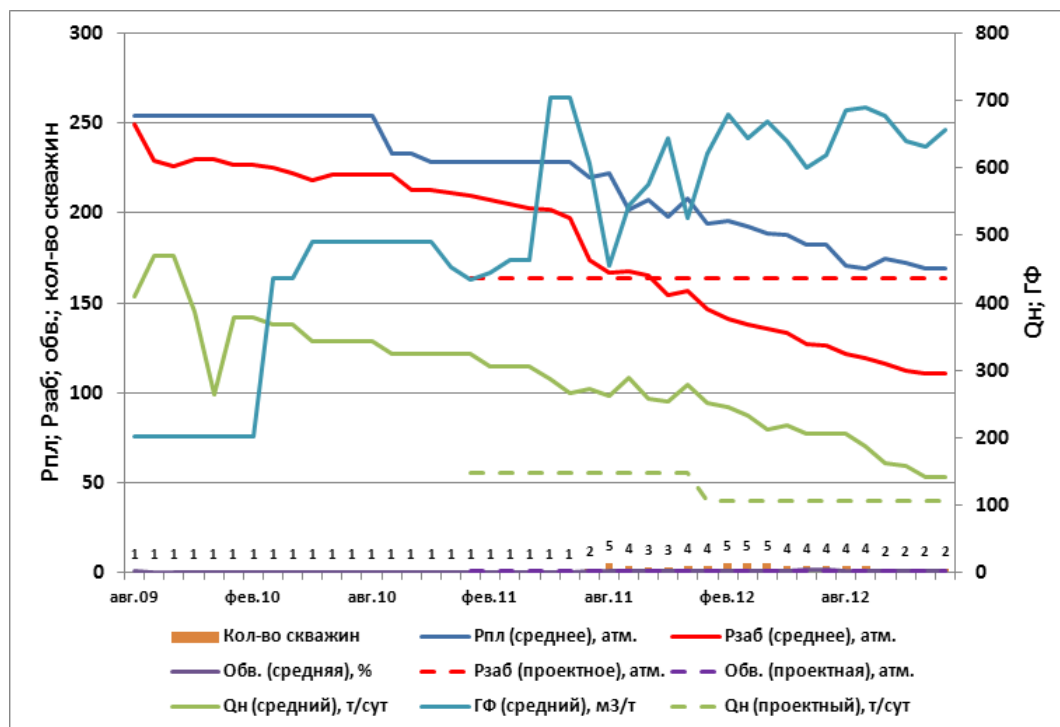


Рисунок 9 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-I, работающих на фонтане

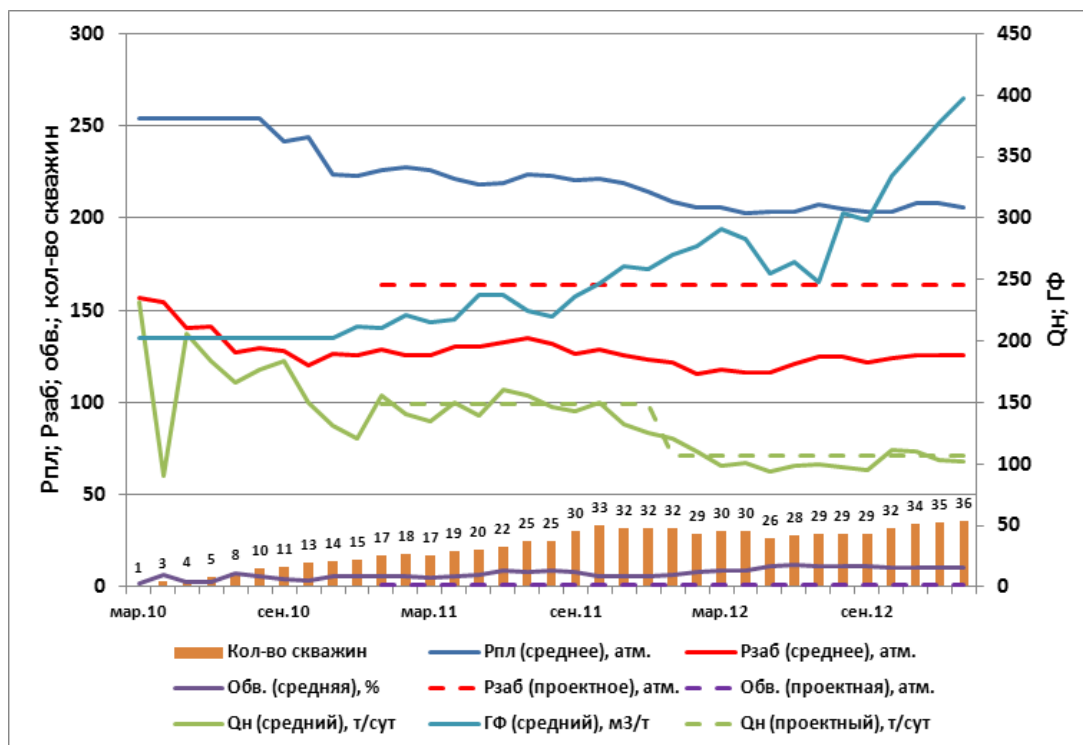


Рисунок 10 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-I, оборудованных установками ЭЦН

Анализ показателей состояния разработки добывающих скважин Ванкорского месторождения приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Анализ показателей состояния разработки добывающих скважин Ванкорского месторождения

Пла- сты	Группы	Забойное давление	Пластовое давление	Обводнен- ность	Дебит нефти
Як III- VII	гори- зон- таль- ные с ЭЦН	В 2011 году соответствовало проектному в течение всего года, с начала 2012 года наметилось его интенсивное снижение, из-за интенсификации притока на ряде скважин	Снижение довольно незначительно благодаря активности подошвенных вод и наличию сформированной системы ППД в южной и центральной частях залежи	Неконтролируемый рост с планируемых 17,1% до 27% за счет интенсивного конусообразования в горизонтальных стволах большой протяженности (1000 м) по причине увеличения депрессии	Тенденция снижения до проектного уровня к концу 2012 года несмотря на ввод новых скважин из бурения из-за низкой проектной плотности сетки скважин
	гори- зон- таль- ные на фон- тане	Ниже проектного из-за уменьшения гидростатического давления в НКТ за счёт добычи газа	Незначительное снижение	Соответствует проектному	Соответствует проектному
	наклон- но- направ- ленные с ЭЦН	Снижение ниже проектного из-за интенсификации добычи	Незначительное снижение	Высокая стартовая обводненность новых скважин	Резкое снижение после ввода новых скважин из-за их высокой стартовой обводнённости (сложное геологическое строение северной части залежи)
Нх III- IV	гори- зон- таль- ные на фон- тане	Гораздо ниже проектного (резкое снижение пластового давления с середины 2011 года и необходимость поддержания заданных уровней добычи сохранением рабочей депрессии)	Приконтурная система заводнения, обладающая невысокой эффективностью. Закачка газа в газовую шапку ещё не началась (неготовность объектов обустройства)	Низкая	Соответствует проектному. Большая часть добывается скважинами, вскрывшими суперколлектор, низкопродуктивные толщины пласта Нх-3 практически не вырабатываются



Окончание таблицы 7

Пласты	Группы	Забойное давление	Пластовое давление	Обводненность	Дебит нефти
Нх III- IV	горизонтальные с ЭЦН	Соответствует проектному	Незначительное снижение (скважины расположены в краевой части западного борта залежи, где активно ППД)	Высокая (активность ППД)	Низкий (высокая обводненность)
	наклонно-направленные на фонтане	Много меньше проектного (необходимость поддержания заданных уровней добычи и резкое снижение пластового давления)	Резкое снижение (неготовность системы ППД и высокий газовый фактор)	Низкая (хотя расположены на внутреннем контуре ВНК в южной и центральной частях залежи)	Соответствует проектному
Нх I	горизонтальные на фонтане	Много ниже проектного (дало возможность отсутствие газовой шапки)	Интенсивное снижение (несформированная система ППД в южной части залежи)	Соответствует проектному (очень низкая)	Высокий (несмотря на низкие ФЕС)
	горизонтальные с ЭЦН	Много ниже проектного (дало возможность отсутствие газовой шапки)	Интенсивное снижение (несформированная система ППД в южной части залежи)	Выше проектной	Соответствует проектному

Суммируя всё вышесказанное, можно сделать вывод, что разработка Ванкорского месторождения характеризуется значительными осложнениями. Несмотря на то, что в целом фактические темпы добычи превышают проектные, текущий потенциал месторождения практически исчерпан ввиду сверхпланового роста обводнения пласта Як -III-VII, сложного геологического строения его северной части, а также интенсивного снижения пластового давления на нижнехетских пластах. Анализ текущего состояния разработки показал, что любое его отклонение от проектной величины объясняется геологическими особенностями объектов разработки, а именно их строением и фильтрационно-емкостными свойствами, которые уточнялись в процессе получения эксплуатационных данных по месторождению, а также проведения гидродинамических исследований скважин [13].

### 2.3 Анализ состояния фонда скважин

По состоянию на 01.01.2013 г. на Ванкорском месторождении пробурено 206 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 124

скважины на объект Як-III-VII, 55 скважин на Нх-III-IV, 27 скважин – на Нх-I, 12 газовых – Дл-I-III, 125 – нагнетательных (48–Як-III-VII, 49–Нх-III-IV, 28 – Нх-I) и 72 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 71%.

По состоянию на 01.01.2013 г. из газового объекта Дл-I-III добыто 1190,1 млн.м<sup>3</sup>. газа, при проектной - 1207 млн.м<sup>3</sup>. Действующий фонд добывающих скважин - 10 ед. (по проекту 11).

По состоянию на 01.01.2013 г. отбор от НИЗ из газонефтяного объекта Як-III-VII составил 3,4% (по проекту 3,6%). Пробуренный фонд скважин 124 ед. соответствует проектному (122 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин выше проектной и составила 40% (проект 17%). Средний дебит нефти и жидкости равен 324,4 и 454,9 т/сут (проектный 291,9 / 351,9 т/сут).

По состоянию на 01.01.2013г. отбор от НИЗ из нефтяного объекта Нх-I составил 1,5% (по проекту 2,9%). Пробуренный фонд скважин 17 ед. соответствует проектному (17 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин составила 8,3% (проект 1,3%). Средний дебит нефти и жидкости выше проектных показателей 114 и 123,5 т/сут (проектные 107,5 / 108,9 т/сут).

По состоянию на 01.01.2013 г. отбор от НИЗ из нефтегазоконденсатного объекта Нх-III-IV составил 2,8% (по проекту 3,8%). Пробуренный фонд скважин 82 ед. соответствует проектному (82 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин близка к проектной и составила 17% (проект 18%). Средний дебит нефти и жидкости значительно ниже проектных показателей 229,4 и 267,9 т/сут (проектные 280,4 / 342,4т/сут) [13].

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г. представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Пласты					
		Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Дл-I-III	Нс	Итого
Фонд добывающих скважин	пробурено	133	59	30	0	0	222
	переведены из	9	23	11	0	0	43
	всего	142	82	41	0	0	265
	в том числе:						
	действующие, дающие	132	70	38	0	0	240
	из них фонтанные	9	54	3	0	0	66
	ЭЦН	123	16	35	0	0	174
	ШГН	0	0	0	0	0	0
	бездействующие	0	0	0	0	0	0
	в освоении после бурения	10	3	3	0	0	16
	в консервации	0	0	0	0	0	0
	наблюдательные	0	9	0	0	0	9

## Окончание таблицы 8

Наименование	Характеристика фонда скважин	Пласты					
		Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Дл-I-III	Нс	Итого
Фонд нагнетательных скважин	пробурено	53	55	29	0	0	137
	всего	53	55	29	0	0	137
	в том числе:						
	под закачкой	34	18	17	0	0	69
	бездействующие	0	0	0	0	0	0
	в освоении после бурения	4	3	1	0	0	8
	в консервации	0	1	0	0	0	1
		6	10	0	0	0	16
	в отработке на	9	23	11	0	0	43
Фонд газовых скважин	пробурено	0	0	0	22	0	22
	всего	0	0	0	22	0	22
	в том числе:						
	действующие	0	0	0	10	0	10
	бездействующие	0	0	0	1	0	1
	в освоении после бурения	0	0	0	10	0	10
	в консервации	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	1	0	1
Фонд специальных скважин (водозаборные)	пробурено	0	0	0	55	21	76

Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности на 01.01.2013 год представлено в таблицах 9-11.

Таблица 9 – Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год.

Дебит нефти, т	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<300	307, 310, 343, 350, 362, 396, 461, 508, 513, 515, 517, 526, 527, 529, 540, 554, 568, 572, 575, 580, 584, 591, 595, 599, 600, 615, 616, 620, 622, 625, 631, 633, 634, 636, 637, 639, 643, 644, 655, 736, 509B	300,321,331,346,351,371,452,453,456,463,491,528,561,923	318, 322, 458, 462, 467, 492, 506, 535, 536, 551, 640	319, 328, 329, 332, 335, 377, 447, 449, 542, 552, 564, 577, 641

Окончание таблицы 9

Дебит нефти, т	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
300-500	314, 330, 349, 364, 365, 366, 555, 569, 601, 614, 626, 628, 629, 632, 635, 942	304, 316, 320, 336, 345, 360, 361, 638	305, 315, 451	-
500-700	317, 334, 392, 394, 623, 911	301, 376, 381, 383, 387, 621, 373БИС	333	-
>700	344, 372, 382, 393, 617	308, 309, 375, 386	-	-

Таблица 10 – Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Нх-I Ванкорского месторождения на 01.01.2013год

Дебит нефти, т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<100	700, 702, 704, 706, 707, 709, 714, 718, 728, 734, 752, 816, 817, 820, 824, 833, 852	703, 723	724, 735	729
100 - 200	120, 708, 711, 712, 716, 722, 749, 800, 825, 836	701	-	-
200-300	710, 726, 819	-	-	-
>300	705	-	-	-

Таблица 11 – Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Нх-III-IV Ванкорского месторождения на 01.01.2013год

Дебит нефти, т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<200	106, 108, 110, 112, 116, 149, 154, 155, 159, 161, 224, 227, 122БИС, 9Р	100, 101, 105, 128, 137, 188, 197, 206	144, 146, 151, 184	118, 190, 198, 217
200-400	103, 107, 114, 115, 119, 124, 125, 129, 130, 133, 138, 139, 141, 142, 145, 148, 152, 156, 164, 165, 169, 175, 183, 186, 208, 225, 226, 228	117, 134	-	-
400-600	121, 157, 166, 172, 247, 162В, 162СВ	-	-	-
>600	168, 170	-	-	-

## **2.4 Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти**

Поскольку в разработку Ванкорское месторождение было введено совсем недавно, работ по воздействию на пласт и ПЗС было проведено очень мало. Из вторичных способов разработки используется метод поддержания пластового давления путем закачки воды. Третичные способы разработки (МУН) на месторождении не реализовывались. Для интенсификации притока нефти к добывающим скважинам использовалась солянокислотная обработка.

В августе 2010 г. компания Трайкан Велл Сервис провела первую и на момент анализа единственную кислотную обработку на скважине 456 Ванкорского месторождения. Интервал кислотной обработки охватил 3 секции горизонтального участка скважины: с 2920 м до 3000 м, с 3050 м до 3150 м и с 3205 м до 3250 м. Промывка скважины кислотным раствором была ориентирована на весь интервал с 3250 м до 2920 м. Для промывки скважины в целом было использовано 10 м<sup>3</sup> 12% соляной кислоты. Для самой кислотной обработки использовалось 37 м<sup>3</sup> 12% соляной кислоты. В качестве присадок использовались следующие материалы: ASA-60, AI –3, MS – 1, IC – 7. Скважина осваивалась азотом. Кислотная обработка была спроектирована исключительно для устранения повреждения на основе формирований остаточного кальция. Данная работа не была направлена на какой-либо другой механизм повреждения.

Скважина была введена в эксплуатацию в августе 2009 году со стартовым дебитом нефти 152 т/сут, обводненностью 12% и забойным давлением 100 атм. В последний месяц до обработки скважина эксплуатировалась со следующими средними параметрами: дебит нефти 42 т/сут, дебит жидкости 48 т/сут, обводненностью 13,5%, забойное давление 66 атм. После обработки скважина была пущена в работу в середине сентября. После выхода на установившийся режим рабочие параметры скважины составили: дебит нефти 54 т/сут, дебит жидкости 63 т/сут, обводненность 14,4%, забойное давление 51 атм. Обращает на себя внимание значительное увеличение обводненности в первые недели после обработки (на 8%), затем обводненность упала. Таким образом, после обработки забойное давление было снижено на 15 атм, обводненность увеличилась на 1%, коэффициент продуктивности возрос на 20%.

На 01.01.2013 г. дополнительная добыча нефти за счет СКО составила 0,5 тыс.т, эффект от воздействия продолжается. Учитывая, что солянокислотная обработка проводилась исключительно с целью устранения повреждения ПЗС формированиями остаточного кальция, данную обработку на этой скважине можно оценить как успешную, но эффективность невысокая.

В декабре 2012 г. ООО «КРС Евразия» была проведена соляно-кислотная обработка нагнетательной скважины №213 на объекте Нх 3-4. Наряду с кислотной обработкой были проведены повторные перфорации следующих интервалов: 3496 - 3526 м., 3471 – 3493 м., дострелы в интервалах 3493 – 3496 и 3526 – 3546 м.

По результатам замеров приемистость скважины выросла с 29 м<sup>3</sup>/сут. до 150 м<sup>3</sup>/сут. Средняя приемистость на 01.01.2013 г. составляет около 140 м<sup>3</sup>/сут при буферном давлении 165 атм. Данную обработку скважины и дополнительную перфорацию можно оценить как успешное геолого-технологическое мероприятие.

Для пилотного проекта по гидроразрыву пласта (ГРП) на Ванкорском месторождении были отобраны четыре скважины пласта Нх-1: №723 и №735 введенные как новые с ГРП, а также №724 и №728 с ГРП на эксплуатационном фонде.

По результатам исследований направлений максимального и минимального стрессов был сделан вывод, что все скважины пласта Нх-1 направлены перпендикулярно направлению распространения максимальных напряжений, следовательно все трещины должны быть поперечными.

Для скважин переходящего фонда было принято решение произвести перфорацию сетчатого фильтра перфораторами ЗПКО-73 БО плотностью 38 отверстий на метр с последующим ГРП в отстрелянном интервале.

На новых скважинах проводился ГРП первого интервала на перфорированном интервале с последующей отсыпкой интервала проппантом. На следующем этапе проводилась перфорация второго интервала при помощи ГНКТ 51 мм. перфораторами с малогабаритными зарядами DynaWell. Аналогичные работы проводились при подготовке ГРП на третьем интервале.

Параметры работы скважин и эффективность ГРП приведены в таблицах ниже:

Таблица 12 – Расчетные параметры работы скважин после ГРП на переходящем фонде (одностадийные ГРП)

Сква- жина	Куст	Параметры до ГРП			Расчетные параметры			
		Qжид	Qнефти	Обв	Qжид	Qнефти	Обв	ΔQнефти
		м <sup>3</sup> /сут	т/сут	%	м <sup>3</sup> /сут	т/сут	%	т/сут
724	7	31	24	7	92	61	20	36,8
728	12	54	44	0	111	91	0	47

Таблица 13 – Запускные параметры работы скважин после ГРП на переходящем фонде (одностадийные ГРП)

Сква- жина	Куст	Параметры до ГРП			Дата запуска	Запускные параметры			
		Qжид	Qнефти	Обв		Qжид	Qнефти	Обв	ΔQнефти
		м <sup>3</sup> /сут	т/сут	%		м <sup>3</sup> /сут	т/сут	%	т/сут
724	7	31	24	7	10.06.11	94	60	22	36,6
728	12	54	44	0	31.03.11	111	91	0	47

На 01.01.2013г. параметры работы скважин следующие:

- Скважина №724 работает с дебитом нефти – 33 т/сут, дебит жидкости – 54.5 м<sup>3</sup>/сут. и обводненностью 39 %;

- Скважина №728 работает с дебитом нефти 10 т/сут с обводненностью 1 %.

Таблица 14 – Параметры работы новых скважин с многостадийным ГРП

Сква- жина	Куст	Расчетные параметры			Дата запуска	Запускные параметры			
		Qжид	Qнефти	Обв		Qжид	Qнефти	Обв	% достижения
		м <sup>3</sup> /сут	т/сут	%		м <sup>3</sup> /сут	т/сут	%	
723	7	104	81	5	13.05.11	124	82	20	100,4
735	12	86	71	0	30.05.11	172	75	47	106

На 01.01.2013г. параметры работы скважин следующие:

- Скважина № 723 работает с дебитом нефти 39 т/сут., дебитом жидкости 69 м<sup>3</sup>/сут. и обводненностью 44 %;
- Скважина №735 работает с дебитом нефти 36 т/сут., дебитом жидкости 92 м<sup>3</sup>/сут. и обводненностью 61 %.

Исходя из результатов проведения пилотного проекта многостадийного гидроразрыва пласта Нх-1 на Ванкорском месторождении, можно сделать следующие выводы. Во-первых, использование новых перфорационных систем нуждается в увеличении надежности в местах соединения двух секций перфораторов. Во-вторых, для уменьшения времени работ, возможных рисков утечек необходимо изменение конструкции заканчивания горизонтального участка на систему аналогичную StageFrac.

По результатам работы скважины №728 можно сделать вывод о низкой эффективности одностадийного ГРП, эффект от которого продлился в течение двух месяцев. Снижение эффекта возможно связано с прекращением дренирования приобщенных маломощных низкопроницаемых пропластков, в результате чего скважина вернулась к первоначальному режиму работы до проведения ГРП.

Увеличение обводненности происходит за счет приобщения нижних алевролитистых пропластков. В связи с чем, необходимо проводить постоянный контроль обводненности и анализировать работу скважин в течение следующих за ГРП двух-трех месяцев [13].

В целом, примененные методы интенсификации добычи оказались неэффективными, поэтому перед нефтяниками стоит задача поиска оптимальной технологии, которая позволила бы увеличить эффективность скважин, пробуренных на пласт Нх-I (именно на этот пласт, т.к. по сравнению с другими объектами разработки этого месторождения, этот пласт имеет низкие ФЕС). Не так давно компания «Ванкорнефть» стала применять для этих целей многозабойные скважины. Однако, необходимо понять, какой эффект даёт эта технология, есть ли возможность увеличить этот эффект, какие геолого-технические условия должны быть соблюдены для применения этой технологии, определить перспективы дальнейшего применения этой технологии для пласта Нх-I и в итоге сделать вывод о целесообразности дальнейшего бурения многозабойных скважин.

### 3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

#### 3.1 Методы интенсификации притока

Для того чтобы увеличить отбор продукции добывающими скважинами и тем самым сократить сроки разработки залежей на практике широко используются методы интенсификации притока. Эти методы основаны на увеличении продуктивности скважин, в результате чего достигается увеличение дебита. Проведение мероприятий по интенсификации притока может потребоваться сразу после бурения скважины, либо на более поздних этапах жизни скважины, т.к. в ходе разработки месторождений углеводородов нефтяникам приходится сталкиваться с проблемой уменьшения продуктивности скважин.

Для понимания того, как работают методы интенсификации притока, нужно сначала рассмотреть понятие коэффициента продуктивности скважины.

Коэффициент продуктивности скважины – это отношение дебита скважины к разности пластового и забойного давления, необходимой для создания этого дебита. Исходя из этого объяснения термина, можно понять теоретическую основу КП, используя закон Дарси для радиального притока.

$$PI = \frac{Q_o}{(p_e - p_{wf})} = \frac{k_{eo} h_{nos}}{18.41 \cdot \mu_o \cdot B_o \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right)} \quad (3.1.1)$$

, где PI – коэффициент продуктивности;

$Q_o$  – дебит скважины по нефти;

$p_e$  – пластовое давление;

$p_{wf}$  – забойное давление;

$k_{eo}$  – эффективная фазовая проницаемость по нефти;

$h_{nos}$  – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта;

$\mu_o$  – вязкость нефти;

$B_o$  – объемный коэффициент;

$r_e$  – радиус дренирования;

$r_w$  – радиус скважины;

$S$  – скин-фактор.

На основе формулы (3.1.1) можно построить график зависимости дебита скважины по нефти от забойного давления. Этот график зависимости называется индикаторная кривая (см. рисунок 11). Она используется для анализа продуктивности скважины.

Форма индикаторной кривой зависит от величин пластового и забойного давления по отношению к давлению насыщения. Представленная типичная индикаторная кривая не предусматривает, что при падении давления в пласте ниже давления насыщения в пласте выделяется газ. В данном случае  $k_{eo}$



остается постоянным, несмотря на то, что выделение газа из нефти вызывает увеличение газонасыщенности, что приводит уменьшению  $k_{eo}$ .



Рисунок 11 – Типичная индикаторная кривая [7]

В целом, на основании формулы (3.1.1) можно сделать вывод о том, что увеличить продуктивность скважины можно за счет уменьшения скин-фактора и, вследствие этого, увеличения эффективного радиуса скважины. Методы интенсификации притока как раз и направлены на уменьшение скин-фактора и увеличение эффективного радиуса скважины (изменение её геометрии) [4].

Скин-фактор скважины увеличивают следующие факторы:

- кольматация ПЗП буровым раствором;
- неполное вскрытие скважины перфорацией;
- разрушение цемента пласта и его вынос;
- осаждение солей и АСПО в ПЗП [8].

Для борьбы с каждым из этих факторов существует своя группа методов интенсификации притока. Существуют следующие группы:

- химические методы;
- физические методы;
- механические методы.

**К химическим методам** относятся кислотные обработки, обработки ПАВ, химреагентами и органическими растворителями.

Кислотная обработка скважин связана с подачей на забой скважины под определенным давлением растворов кислот. Растворы кислот под давлением проникают в имеющиеся в пласте мелкие поры и трещины и расширяют их. Одновременно с этим образуются новые каналы, по которым нефть может проникать к забою скважины. Для кислотной обработки применяют в основном водные растворы соляной и плавиковой (фтористоводородной) кислоты. Технологический процесс кислотной обработки скважин включает операции заполнения скважины кислотным раствором, продавливание кислотного

раствора в пласт при герметизации устья скважин закрытием задвижки. После окончания процесса продавливания скважину оставляют на некоторое время под давлением для реагирования кислоты с породами продуктивного пласта. Достоинства этого метода — экономия времени и средств, а также легкое удаление продуктов реакции из продуктивного пласта. Недостатком метода является отсутствие контроля над тем, куда направится кислота. Жидкость для воздействия на пласт может быть потеряна на непродуктивной зоне.

Обработка призабойной зоны пластов ПАВ преследует цель удаления воды. Механизм действия ПАВ заключается в снижении поверхностного натяжения на границе воды с нефтью, газом и породой. Благодаря этому размер капель воды в поровом пространстве уменьшается в несколько раз и облегчается их вынос. Некоторые ПАВ, кроме того, делают поверхность поровых каналов в породе не смачиваемой для воды, но смачиваемой для нефти, что облегчает фильтрацию последней.

С помощью обработки ПЗП химреагентами и органическими растворителями удаляют асфальто-смолистые и парафиновые отложения.

**К физическим методам** воздействия на призабойную зону относятся тепловые обработки и вибровоздействия.

Целью тепловых обработок является удаление парафина и асфальто-смолистых веществ. Для этого применяют горячую нефть, пар, электронагреватели, термоакустическое воздействие, а также высокочастотную электромагнитоакустическую обработку.

При вибровоздействии призабойная зона пласта подвергается обработке пульсирующим давлением. Благодаря наличию жидкости в порах породы обрабатываемого пласта, по нему распространяются как искусственно создаваемые колебания, так и отраженные волны. Путем подбора частоты колебания давления можно добиться резонанса обоих видов волн, в результате чего возникнут нарушения в пористой среде, т.е. увеличится проницаемость пласта.

**К механическим методам** относятся гидравлический разрыв пласта, гидropескоструйная перфорация и торпедирование.

Гидроразрыв пласта производится путем закачки в него под высоким давлением геля, в результате чего в пласте образуются трещины. В образовавшиеся трещины нагнетают проппант, чтобы после снятия давления трещина не сомкнулась. Трещины, образовавшиеся в пласте, являются проводниками нефти и газа, связывающими скважину с удаленными от забоя продуктивными зонами пласта. Протяженность трещин может достигать нескольких десятков метров, ширина их  $1 \div 4$  мм.

Применение гидроразрыва дает наибольший эффект при низкой проницаемости пласта и призабойной зоны. Недостатками метода являются возможность возникновения трещины только в том направлении, в котором ей определяет геология залежи (направление максимального стресса), и вероятность проникновения трещины в водо- и газонасыщенные зоны при малой мощности продуктивных горизонтов на глубине свыше 600-800 метров (т.к. свыше этих глубин горное давление меньше горизонтальных стрессов).

Гидропескоструйная перфорация — это процесс создания отверстий в стенках эксплуатационной колонны, цементном камне и горной породе для сообщения продуктивного пласта со стволом скважины за счет энергии песчано-жидкостной струи, истекающей из насадок специального устройства (перфоратора).

В результате гидропескоструйной перфорации сообщение продуктивного пласта со скважиной происходит через щели в колонне и цементном камне по всей его толщине.

Торпедированием называется воздействие на призабойную зону пласта взрывом. Для этого в скважине напротив продуктивного пласта помещают соответствующий заряд взрывчатого вещества (тротил, гексоген, нитроглицерин, динамит) и подрывают его. При взрыве торпеды образуется мощная ударная волна, которая проходит через скважинную жидкость, достигает стенок эксплуатационной колонны, наносит сильный удар и вызывает растрескивание отложений (солей, парафина и др.). В дальнейшем пульсация газового пузыря, образовавшегося из продуктов взрыва, обеспечивает вынос разрушенного осадка из каналов [9].

Наиболее эффективными и широко распространенными методами интенсификации притока являются кислотная обработка и ГРП. На Ванкорском месторождении, в частности на пласте Нх-I, в качестве пилотного проекта применялись обе эти технологии, однако они не были достаточно эффективными из-за малой мощности пласта, увеличения обводненности за счет приобщения нижних алевролитистых пропластков, прекращения дренирования приобщенных маломощных низкопроницаемых пропластков спустя некоторое время, сложностей распределения кислоты по всему интервалу горизонтальных скважин.

В последнее время бурение многозабойных скважин стало рассматриваться как метод интенсификации добычи, т.к. дополнительные стволы, отходящие от основного, могут рассматриваться как трещины ГРП. МЗС имеют те же преимущества, что и ГРП, однако в случае с технологией ГРП направление трещин ГРП нельзя изменить, а стволы МЗС можно пробурить практически в любом заданном направлении, что является дополнительным преимуществом. Недостатком таких скважин является высокая стоимость их бурения. Однако, несмотря на это, есть перспективы успешного применения этих скважин.

Прежде чем перейти непосредственно к МЗС, нужно рассмотреть технологии наклонно-направленного бурения, чтобы понять, как эти скважины бурятся, и определить ограничения, связанные с бурением МЗС.

### **3.2 Технологии наклонно-направленного бурения**

Скважины, для которых проектом предусматривается определенное отклонение забоя от вертикали, а ствол проводится по заранее заданной траектории, называются наклонно направленными.

Отклонение забоя от вертикали позволяет бурить скважины в труднодоступных местах (когда продуктивные пласты залегают под акваториями морей, озер, рек, под территориями населенных пунктов, промышленных объектов, в заболоченной местности) бурить множество скважин с одной небольшой площади и увеличивать площадь дренирования скважины за счет большей длины вскрытия пласта по сравнению с вертикальной скважиной.

Увеличение площади дренирования скважины позволяет увеличить дебит скважины при том же забойном давлении, либо, несмотря на увеличение гидродинамической составляющей забойного давления, оставить дебит таким же, как у вертикальной, но при этом уменьшить это забойное давление (например, гидростатическую составляющую), тем самым уменьшить депрессию, увеличить срок безводной эксплуатации и уменьшить обводненность скважины.

В целом, изменить направление бурения можно подействовав силой на одну из периферийных сторон долота, либо отклонив долото вместе с буровой колонной в нужном направлении. Для обеспечения отклонения забоя от вертикали используются следующие методы:

**Использование регулярности природного отклонения** на имеющемся месторождении. Подобный метод используется исключительно на изученных территориях, при этом кривизну скважины контролировать не нужно, а понадобится лишь приспособиться к ее естественному отклонению. Для каждой территории по ранее изготовленным скважинам надо будет определять места высокой интенсивности отклонения и учитывать данную информацию при составлении профилей.

**Применение специальных отклоняющих инструментов**, таких как:

- Долото Badger bit, через которое как через насадку нагнетается буровой раствор, образующий промытый канал в направлении дальнейшего бурения. В этот канал заводится обычное долото и в заданном направлении продолжается дальнейшее бурение (см. рисунок 12). Применяется для рыхлых пород.

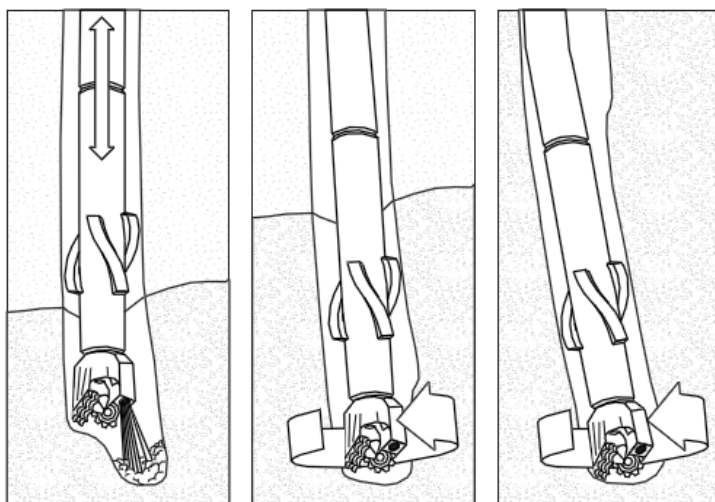


Рисунок 12 – Применение долота Badger bit [3]

- Отклонитель Whipstock, представляющий собой клин на забое, который отклоняет КНБК в требуемом направлении. В основном применяется при ЗБС.

- Забойный турбинный двигатель со скважинным кривым переводником, который сконструирован так, что его нижняя часть имеет осевой наклон от оси верхней вертикальной части. Переводник задает направление двигателю, который, вращая долото, уводит КНБК в нужном направлении. Недостаток в том, что приходится совершать множество спуско-подъемных операций. Преимущества в точном и плавном задании отклонения как для набора угла, так и его опускания.

- Регулируемая буровая система, которая с помощью специальной переходной муфты создает небольшое отклонение рядом с долотом, которое можно регулировать. Это позволяет не производить лишних спуско-подъемных операций, однако, стоимость такой системы очень высокая.

**Применение разных сочетаний расширителей и УБТ** для управления искажением конструкции. С помощью изменения порядка УБТ с различными весами и расширителей можно определять направление ствола конструкции. Данный метод позволяет пройти скважину в заданном направлении, при этом не нужно будет использовать специальные отклонители. Недостатком способа является то, что в данном случае имеется значительное ограничение возможностей ускоренных режимов бурения [3].

При наклонно-направленном бурении существуют свои технологические **ограничения**. Во-первых, интенсивность искривления скважины не должна превышать 1,5град./10 м [15]. Это вызвано тем, что при спуске и подъеме бурильного инструмента в нем не должно возникать запредельных напряжений, обсадные колонны должны быть спущены в скважину и зацементированы без осложнений, должны быть обеспечены спуск и нормальная работа, как в открытом стволе, так и в обсадной колонне, глубинных приборов и погружного оборудования. Во-вторых, при зарезке бокового ствола, при спуско-подъемных операциях очень проблематично из основного ствола снова попасть в боковой и продолжить бурение в нем. Поэтому длина боковых стволов будет ограничена возможностью разовой зарезки бокового ствола до тех пор, пока долото не износится, что зависит от самого типа долота и твердости пород [6].

Наклонно-направленное бурение позволяет бурить скважины с высокой производительностью путем формирования большой площади соприкосновения скважины с пластом. Это достигается при бурении горизонтальных, многоствольных и многозабойных скважин. Прежде чем перейти к МСС и МЗС стоит сначала рассмотреть более простой вариант – горизонтальные скважины.

### **3.3 Горизонтальные скважины**

Горизонтальная скважина – это скважина, имеющая протяженную зону вскрытия продуктивного пласта, пробуренную преимущественно вдоль

напластования между кровлей и подошвой залежи в определенном азимутальном направлении.

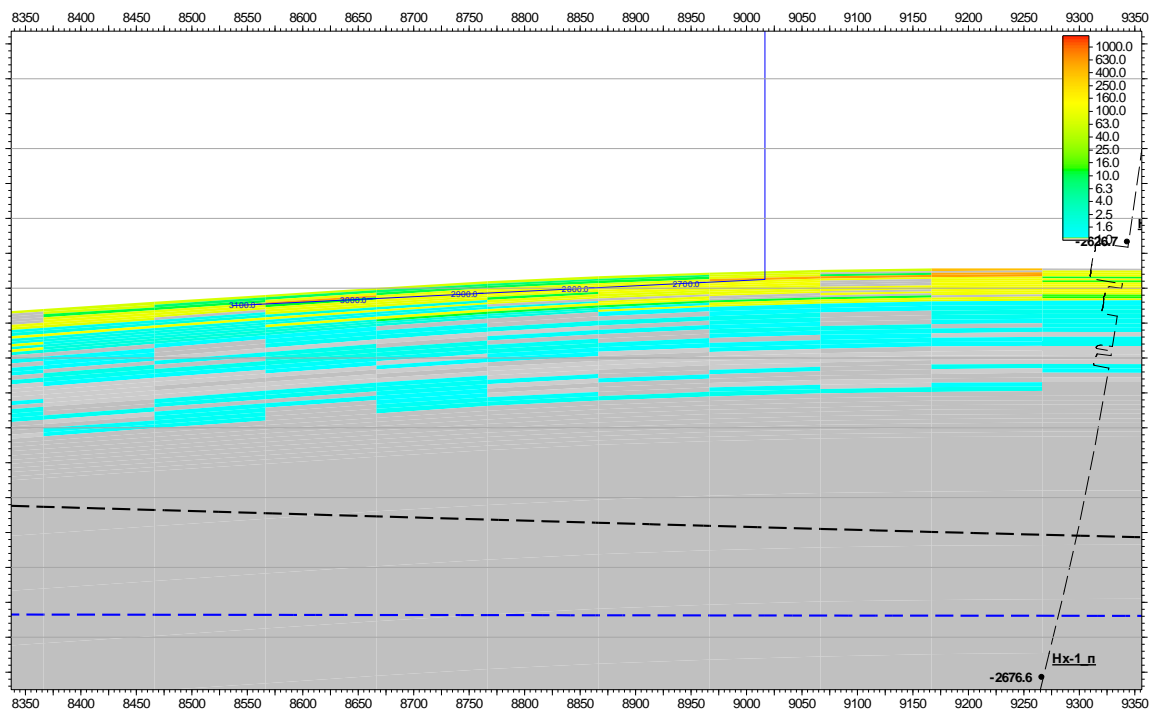


Рисунок 13 – Горизонтальная скважина 216 на Ванкорском месторождении

В целом, по сравнению с вертикальными и наклонно-направленными скважинами горизонтальные скважины обеспечивают большее вскрытие продуктивного пласта, тем самым увеличение производительности скважины, что позволяет:

- значительно уменьшить количество эксплуатационных скважин на месторождении (что особенно актуально для месторождений на шельфе, где требуются большие капиталовложения);
- замедлить приток газа и воды к скважинам, что достигается путем уменьшения депрессии при сохранении дебита;
- увеличить текущую добычу, а также КИН и КИГ (что особенно актуально на месторождениях с трещиноватыми коллекторами, где для этих целей горизонтальные скважины, вскрывают как можно больше трещин);
- увеличить приемистость на нагнетательных и поглощающих скважинах [10].

Также, в бурении горизонтальных скважин существует ряд недостатков по сравнению с вертикальными, таких как:

- увеличение объема метража бурения;
- увеличение себестоимости метра скважины;
- более интенсивное снижение дебита;
- трудности в проведении исследований скважин (сложность перемещения измеряющего оборудования вдоль горизонтального ствола, более сложная теория методов исследования и т.п.);

- трудности с точки зрения эксплуатации (невозможность замены фильтров, установленных в горизонтальной части скважины; проблемы установки насосов в искривленной части скважины);
- большое изменение забойного давления вдоль горизонтального участка (как следствие, прорывы воды и газа в область пятки) [5].

На Ванкорском месторождении горизонтальные скважины применяются в качестве базового варианта. Это связано с тем, что основная часть запасов нефти месторождения связана с контактными запасами (над ними газовая шапка, или под ними пластовая вода, или и то и другое), поэтому существует необходимость в добыче нефти при не больших депрессиях.

Усовершенствованной версией горизонтальных скважин являются многоствольные и многозабойные скважины.

### 3.4 Многоствольные и многозабойные скважины

Многоствольные и многозабойные скважины объединяет понятие разветвленная горизонтальная скважина. РГС – это скважина, состоящая из основного ствола и одного или нескольких дополнительных стволов, при этом, если точка разветвления скважины находится вне одного продуктивного горизонта, то это МСС, а если точка разветвления скважины находится в пределах одного продуктивного горизонта, то это МЗС.

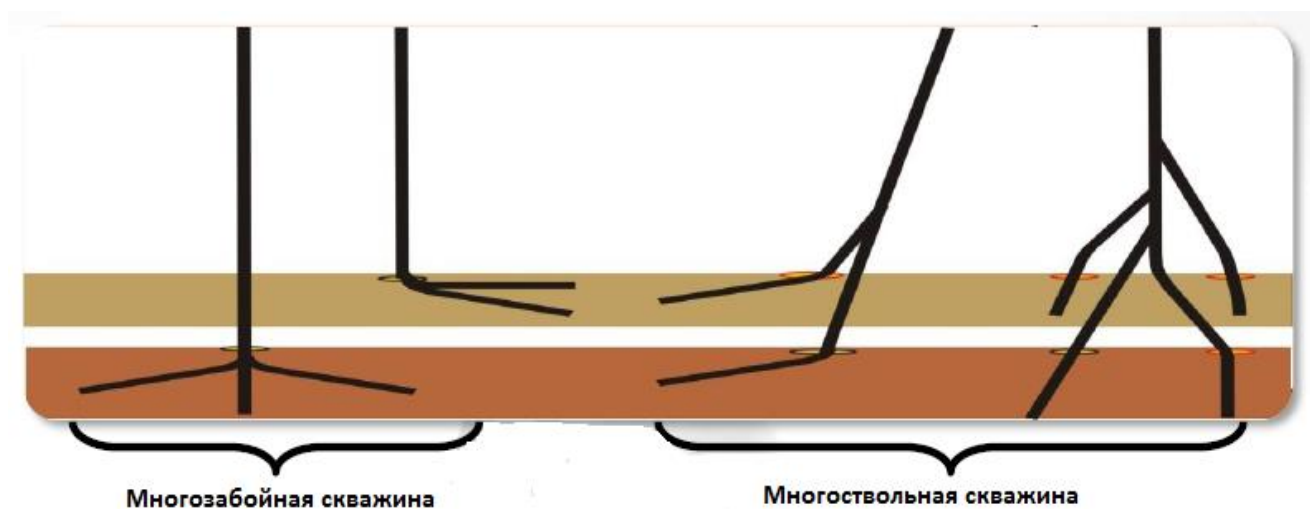


Рисунок 14 – Сопоставление МЗС и МСС [16]

Каждый ствол МСС – самостоятельная полноценная скважина, вскрывающая одну точку в сетке бурения, поэтому МСС – это система разработки. Каждый ствол МЗС рассматривается как трещина многостадийного ГРП, проведенного на основном стволе, поэтому МЗС – метод интенсификации притока.

По сложности заканчивания РГС выделяют 6 уровней сложности:

1. Основной и дополнительные стволы не обсажены, не зацементированы, гидроизоляция стволов отсутствует;



2. Основной ствол обсажен и зацементирован, дополнительный – не обсажен, не зацементирован, гидроизоляция стволов отсутствует;
3. Основной ствол обсажен и зацементирован, дополнительный – обсажен, не зацементирован, гидроизоляция стволов отсутствует;
4. Основной ствол обсажен и зацементирован, дополнительный – обсажен и зацементирован, гидроизоляция стволов отсутствует;
5. Основной ствол обсажен и зацементирован, дополнительный – обсажен и зацементирован, есть гидроизоляция стволов, причем дополнительный ствол выходит сбоку от основного;
6. Основной ствол обсажен и зацементирован, дополнительный – обсажен и зацементирован, есть гидроизоляция стволов, причем дополнительные стволы выходят из забоя основного;

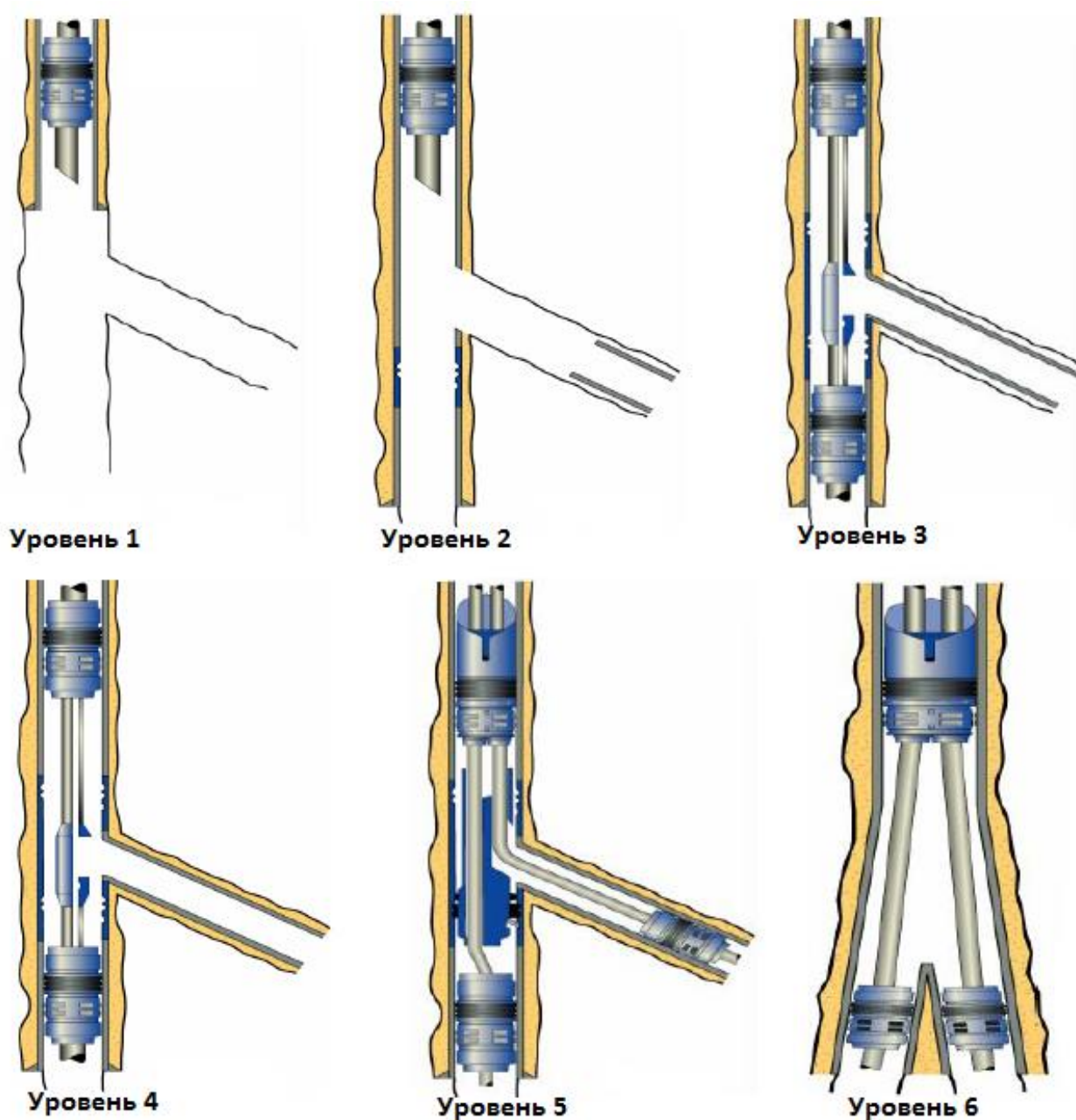


Рисунок 15 – Уровни сложности заканчивания РГС [16]



1 и 2 уровни сложности используются для бурения МЗС, тогда как 3, 4, 5 и 6 уровни сложности – для бурения МСС [16].

При бурении МСС и МЗС приходится иметь дело с геологическими рисками и технико-технологическими ограничениями. К геологическим рискам относятся поглощения, дифференциальные прихваты и обвалы стенок при проводке ствола с зенитным углом 60-90 градусов в неустойчивых коллекторах. К технико-техническим ограничениям относится ограниченность размерного ряда обсадных колонн диаметром 146 и 168 мм, образование заколонных перетоков из-за отсутствия гидроизоляции стыка хвостовика и обсадной колонны и ограничение интенсивности искривления скважины в 1,5 градуса на 10 метров [8].

Основное преимущество МСС в том, что они устраняют необходимость повторного бурения в вышележащих пластах. Это позволяет:

- экономить время на бурение;
- экономить средства на бурение и эксплуатацию;
- уменьшить экологические риски;
- снизить вред окружающей среде.

Основные недостатки МСС – это:

- сложность оборудования для заканчивания;
- сложность конструкции скважины;
- высокая стоимость работ;
- повышенные риски при установке, ремонте и извлечении оборудования;
- сложность повторного попадания в пробуренный дополнительный ствол.

По форме устройства вспомогательных стволов и по их расположению в пространстве различают такие виды многозабойных конструкций, как радиальные, разветвленные наклонно-направленные и горизонтально разветвленные МЗС

Радиальные скважины – главный ствол проводится горизонтально, а вспомогательные – радиально.

Разветвленные наклонно-направленные скважины – состоят из главного и вспомогательных стволов, которые располагаются под наклоном.

Горизонтально разветвленные – схожи со скважинами предыдущего типа, так как они проводятся таким же методом, но в данном случае угол дополнительного ствола увеличивается минимум до 90°.

Существует ряд особенностей, связанных с проведением исследований горизонтальных стволов в целом и МЗС в частности. Они связаны как с самими исследованиями, так и с обеспечением проведения исследований. На исследования таких скважин, в отличие от вертикальных скважин, влияют следующие осложняющие факторы:

- большая длительность стабилизации пластового давления;
- большая изменчивость забойного давления вдоль ствола скважины;
- близость кровли и подошвы, ГНК, ВНК;

- значительность длины вскрытия пропластков с различными ФЕС;
- сложность перемещения оборудования по стволу скважины;
- сложность доставки оборудования в дополнительные стволы.
- вероятность не извлечения оборудования для проведения исследований.

Основные преимущества МЗС – это:

- увеличение производительности скважин;
- обеспечение рентабельности разработки маломощных, низкопроницаемых, контактных залежей, а также шельфовых месторождений;
- увеличение КИН (в некоторых случаях);
- снижение до минимума возможности образования глубоких депрессионных воронок и конусов воды и газа.

Основные недостатки МЗС – это:

- удорожание бурения;
- технические и технологические сложности, связанные с освоением, исследованием и ремонтно-профилактическими работами;
- сложность конструкции скважины.

На Ванкорском месторождении имеется небольшой опыт применения МЗС для разработки пласта Нх-І. Исходя из анализа геологии пласта и общих преимуществ МЗС, можно сделать вывод, что в целом применение этой технологии, несмотря на её недостатки, в данном случае оправдано, т.к. пласт Нх-І представлен низкопроницаемым коллектором (30 мД) с небольшой эффективной нефтенасыщенной толщиной (7,3 м) и подстилаемый водонасыщенными аллевролитами. Однако для оценки дальнейшего применения МЗС необходимо достаточно точно определить их эффективность по сравнению с базовым вариантом – горизонтальными скважинами.

### **3.5 Анализ эффективности многозабойных скважин пласта Нх-І**

Для сравнения эффективности многозабойных скважин по отношению к горизонтальным необходимо подобрать такие две скважины (одну многозабойную и одну горизонтальную), чтобы они примерно совпадали по таким характеристикам, как длина основного ствола скважины, принятое значение проницаемости в целевом интервале, эффективная толщина пласта, депрессия, вязкость нефти. Также эти скважины должны быть одновременно введены в эксплуатацию и вскрывать один и тот же пласт.

Исходя из этого, наиболее подходящими для анализа являются горизонтальная скважина 216 и многозабойная скважина 772. Многозабойная скважина имеет основной ствол длиной 737 метров и четыре боковых ствола по 200 метров каждый на интервалах в среднем по 145 метров (см. рисунки 16-19). Сравнение характеристик целевых интервалов и технологических показателей этих скважин представлено в таблице 15.

Сначала проведем анализ фактических технологических и экономических показателей скважин 772 и 216.

Таблица 15 – Сравнение характеристик целевых интервалов и технологических показателей скважин 216 и 772

Параметр	Скважина 216	Скважина 772
Целевой интервал	Нх-I	Нх-I
Дата ввода скважины в эксплуатацию	июнь 2015г.	сентябрь 2015 г.
Депрессия, атм	46	22
Длина основного ствола скважины, м	480	737
Принятое значение проницаемости, мД	57,6	35,0
Эффективная толщина пласта, м	5	3,5
Вязкость нефти, спз	0,7	0,7

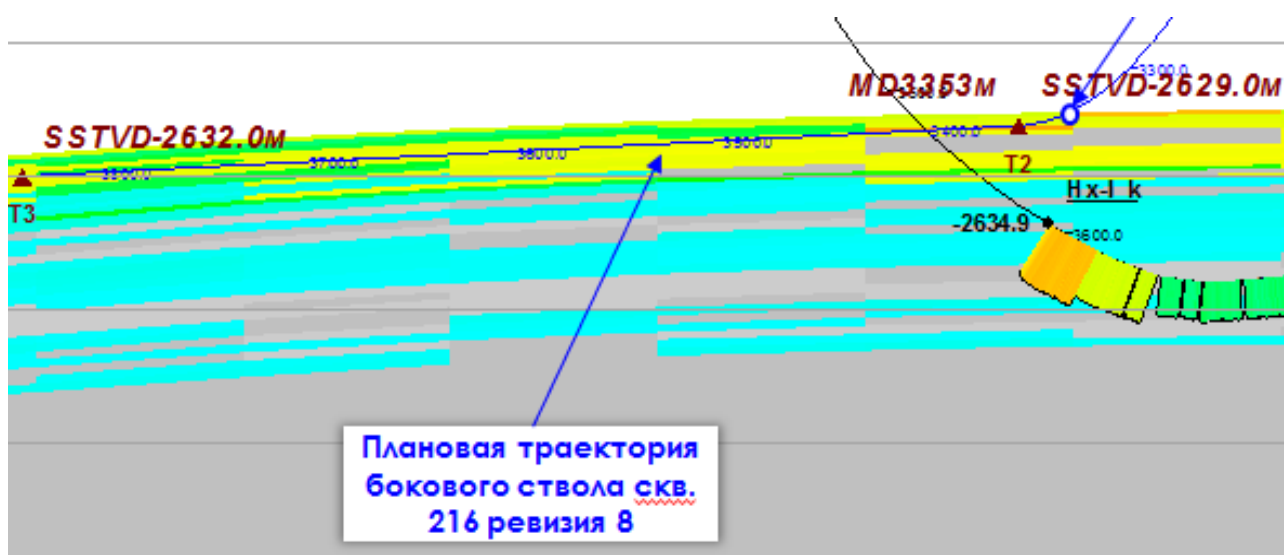


Рисунок 16 – Геологический разрез пласта Нх-I (проницаемость) вдоль горизонтального участка скважины 216

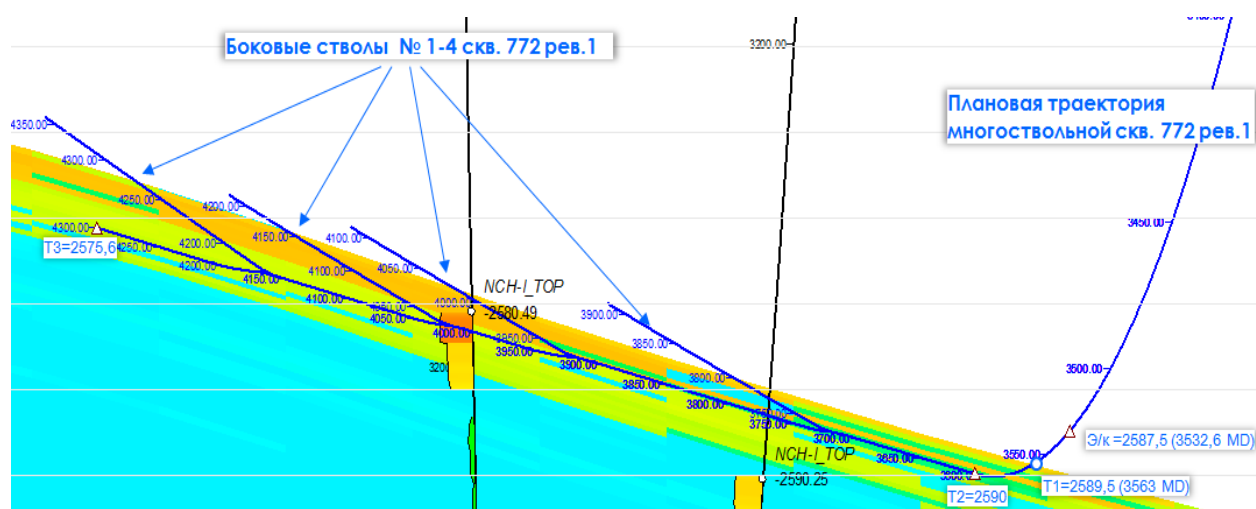


Рисунок 17 – Геологический разрез пласта Нх-I (проницаемость) вдоль горизонтального участка скважины 772

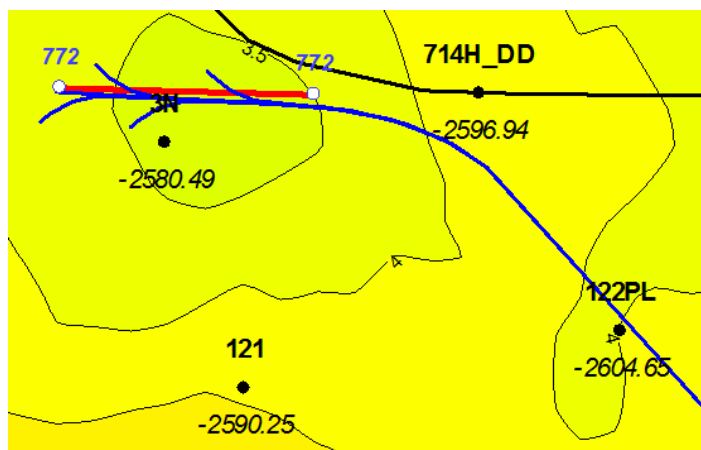


Рисунок 18 – Скважина 772 (синим цветом) на карте ОННТ пласта Нх-I

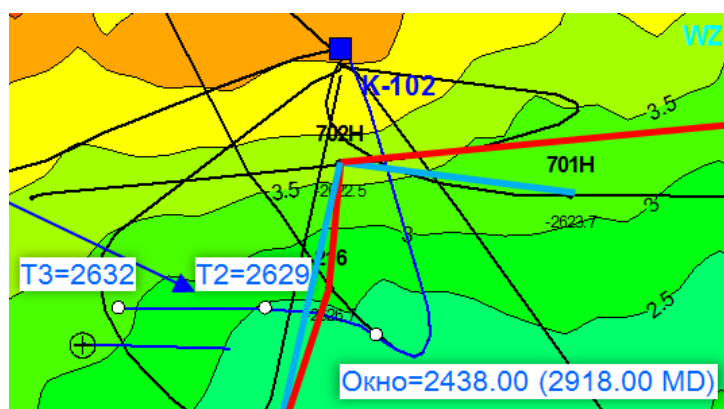


Рисунок 19 – Скважина 216 (синим цветом) на карте ОННТ пласта Нх-I

Для оценки технологической эффективности сравнивается накопленная добыча нефти.

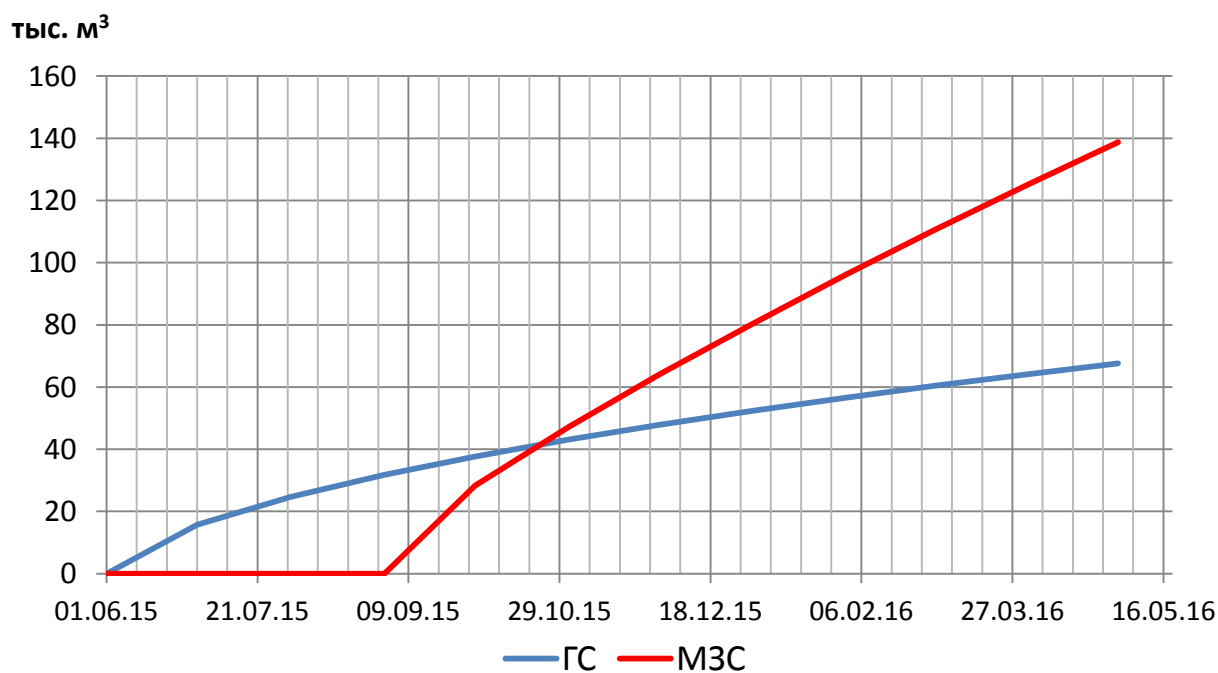


Рисунок 20 – Зависимость накопленной добычи для МЗС и ГС от времени

Как видно, несмотря на то, что многозабойная скважина 772 была запущена на 3 месяца позже, накопленная добыча МЗС на данный момент в два раза больше, чем для ГС 226. К 11 ноября 2015 г. МЗС за 2 месяца работы добыла столько же нефти, сколько ГС за 6 месяцев. В первую очередь это связано с тем, что стартовый дебит МЗС в 2 раза больше, чем для ГС (см. рисунок 21).

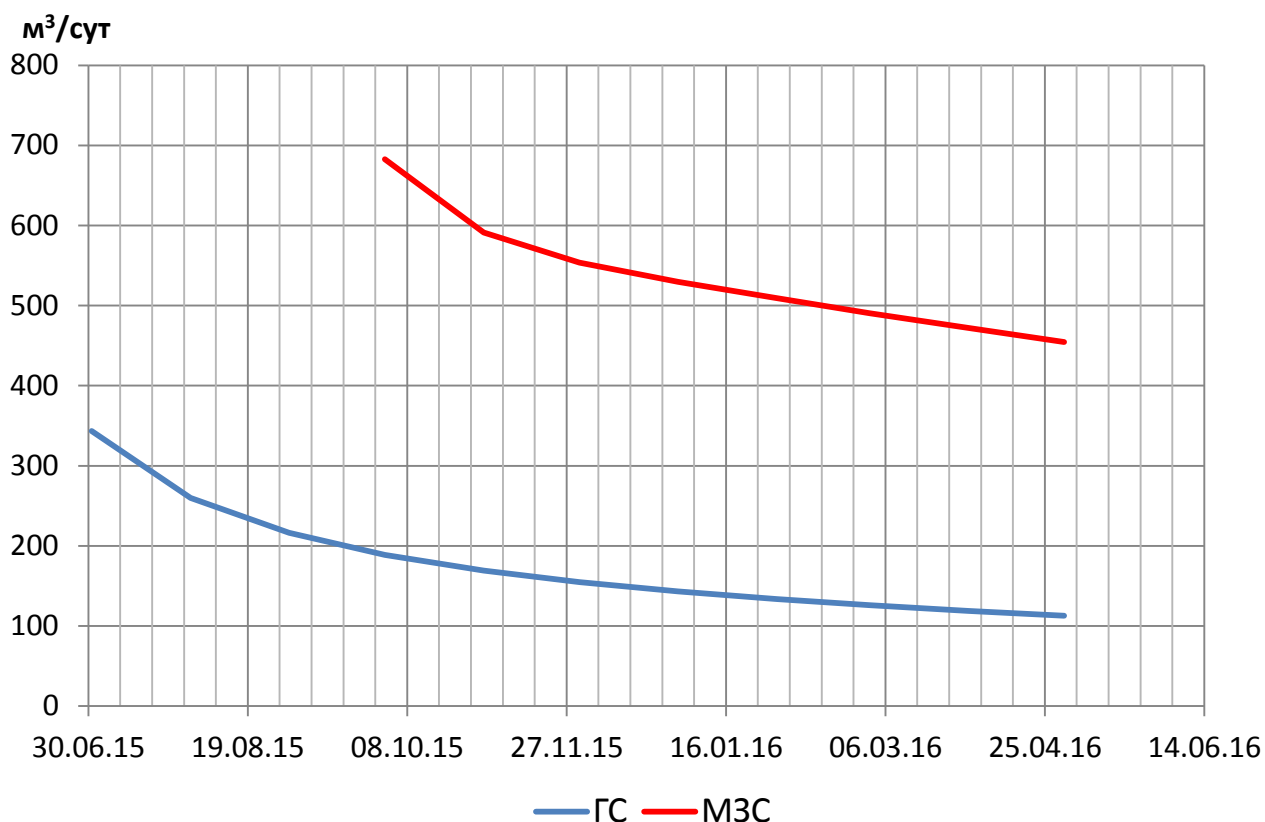


Рисунок 21 – Зависимость дебита МЗС и ГС по нефти от времени

Для оценки экономической эффективности в программе Excel составлена таблица экономической оценки скважин, учитывающая капитальные затраты на бурение, заканчивание и обустройство скважин, операционные затраты и прочие расходы [14]. Для дальнейших экономических расчетов в экономической модели использовались данные, указанные в таблице 16.

Таблица 16 – Экономические параметры модели

Параметр	Ед. измерения	Значение
Курс доллара	руб/долл	60,9579
Стоимость нефти	долл/барр	51,23
Стоимость нефти	млн. руб/м³	0,0196
Тариф на электроэнергию	млн. руб/кВт	0,0000032
НДПИ на 2015 год	млн. руб/м³	0,00648

## Окончание таблицы 16

Параметр	Ед. измерения	Значение
НДПИ на 2016 год	млн. руб/м <sup>3</sup>	0,00725
НДПИ на 2017 и последующие года	млн. руб/м <sup>3</sup>	0,00778
1 м бурения ГС	млн. руб	0,049
1 м бурения МЗС	млн. руб	0,055
Покупка, доставка и установка фильтра-хвостовика перфорированного 114 мм	млн. руб	1,655
Спуск НКТ с насосом, вызов притока	млн. руб	0,83
Обустройство скважины (укрытия, прокладывание трубопровода и т.д.)	млн. руб	10,1
Насос 538P11SSD (150 ст)+СУ+трансформатор+кабели+ПЭД	млн. руб	5,22
Насос 400P6SSD (196 ст)+СУ+трансформатор+кабели+ПЭД	млн. руб	5,57

МЗС имеет большие капитальные затраты в размере 267,7 млн.руб. и на данный момент имеет накопленный чистый денежный поток в размере 995,7 млн. руб. При этом период окупаемости составляет 1 месяц [11].

ГС имеет меньшие капитальные затраты в размере 228,5 млн.руб. и на данный момент имеет накопленный чистый денежный поток в размере 404,4 млн. руб. При этом период окупаемости составляет 3 месяца (см. рисунок 22).

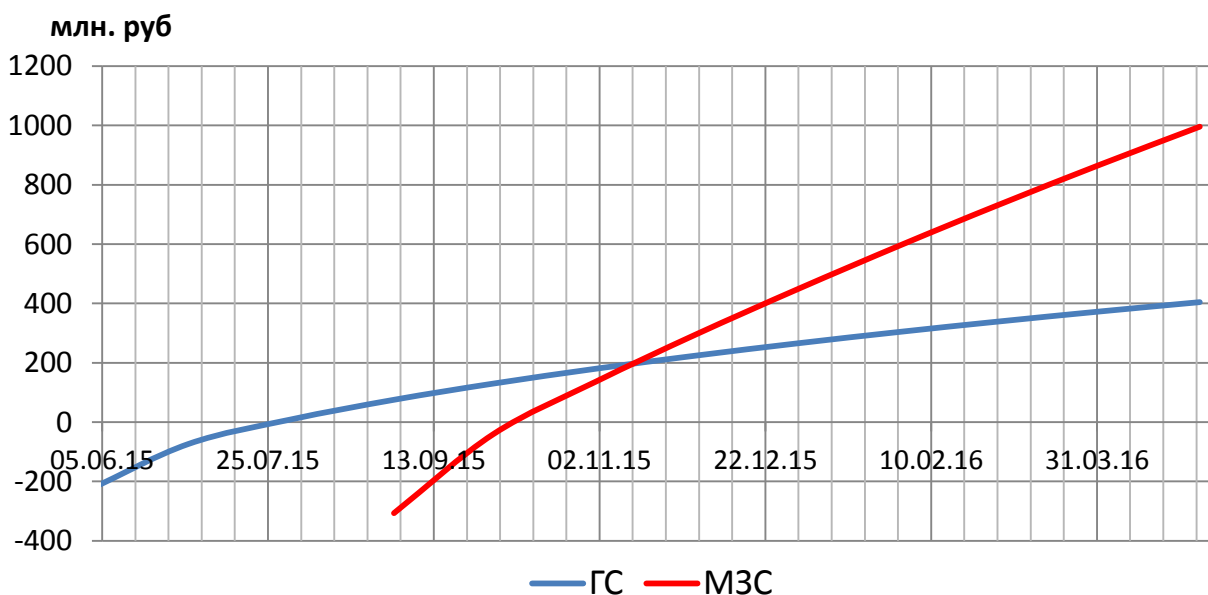


Рисунок 22 – Сравнение ЧДП МЗС и ГС

Несмотря на большие затраты (на 39,2 млн. руб) и поздний ввод в эксплуатацию по отношению к ГС (позже на 3 месяца), МЗС окупает эти дополнительные затраты за 2,8 месяца и дает дополнительный накопленный ЧДП в размере 631,9 млн. руб (см. рисунок 23).

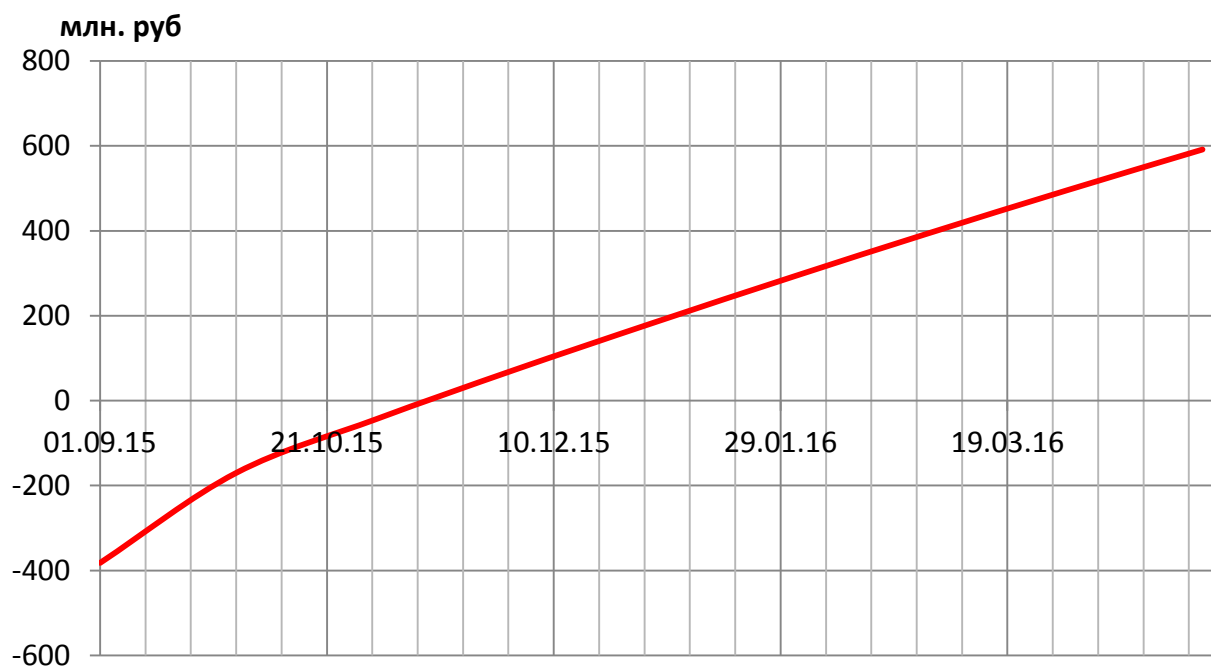


Рисунок 23 – Зависимость разницы между ЧДП МЗС и ГС от времени

Все это говорит о том, что МЗС имеет преимущество по сравнению с ГС как с технологической, так и с экономической точки зрения. Однако, несмотря на использование фактических данных, нельзя точно сказать, эффективны МЗС по сравнению с ГС или нет, так как в данном анализе сравнивались две разные скважины.

Теперь проведем сравнительный анализ технологических и экономических показателей скважин 772 МЗС и 772 ГС (если бы скважина 772 была горизонтальной, без дополнительных боковых стволов), используя выгрузку из гидродинамической модели пласта Нх-І для скважины 772 и экономическую модель.

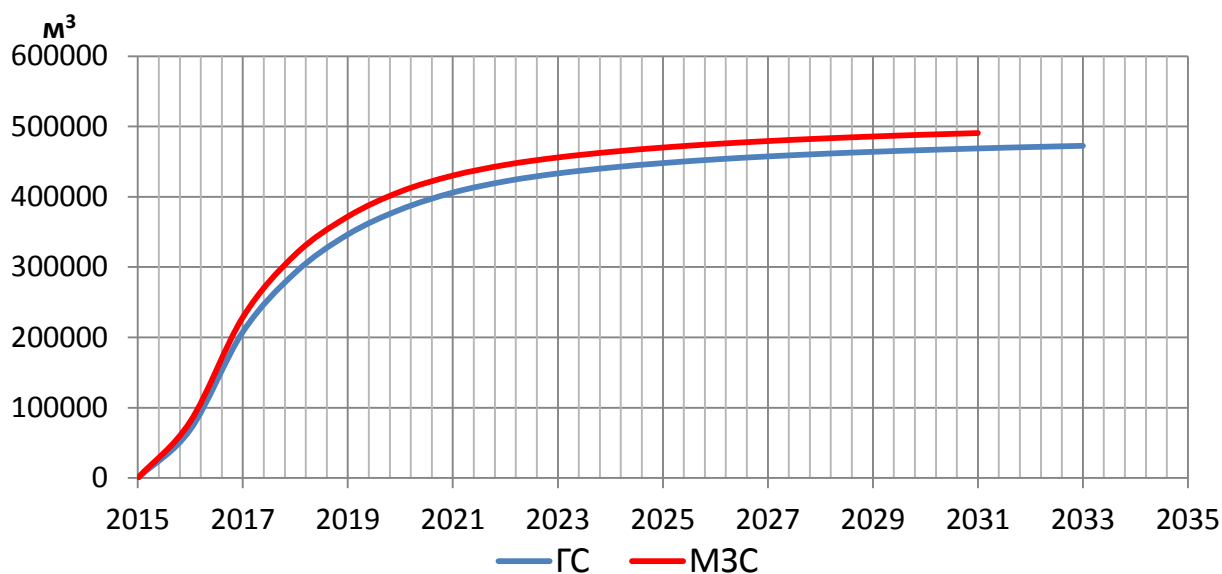


Рисунок 24 – Зависимость накопленной добычи от времени для 772 МЗС и 772 ГС

Как видно на Рисунок 24, МЗС рентабельно эксплуатируется до 2031 года, в то время как ГС эксплуатируется до 2033 года. Несмотря на это, МЗС отбирает за 16 лет работы на 18,1 тыс.т больше, чем ГС за 18 лет. Это говорит о том, что МЗС обеспечивает больший охват пласта. Больший охват приводит к большему стартовому дебиту МЗС (см. рисунок 25). Сокращение периода эксплуатации скважины говорит об интенсифицирующем действии МЗС.

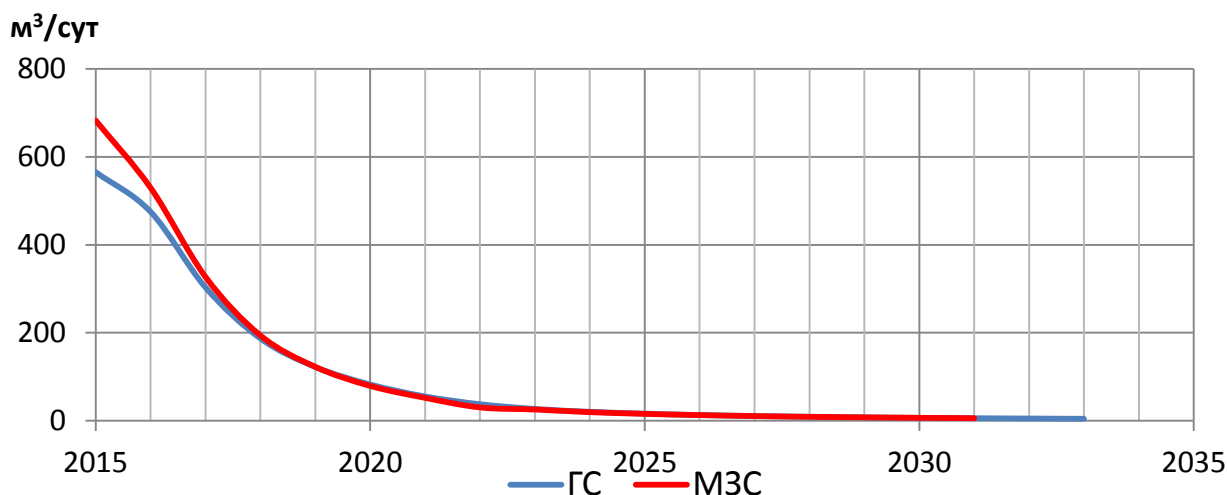


Рисунок 25 – Зависимость дебита скважины по нефти от времени

МЗС при капитальных затратах 267,7 млн. руб. дает чистый дисконтированный доход к 2031 году при ставках дисконта от 15 до 20 % в диапазоне от 2289,5 до 2594,8 млн. руб. ГС при капитальных затратах 228,5 млн. руб. дает чистый дисконтированный доход к 2033 году при ставках дисконта от 15 до 20 % в диапазоне от 2214,6 до 2515,2 млн. руб. Очевидно, что МЗС чуть более экономически эффективнее, чем ГС (см. рисунок 26).

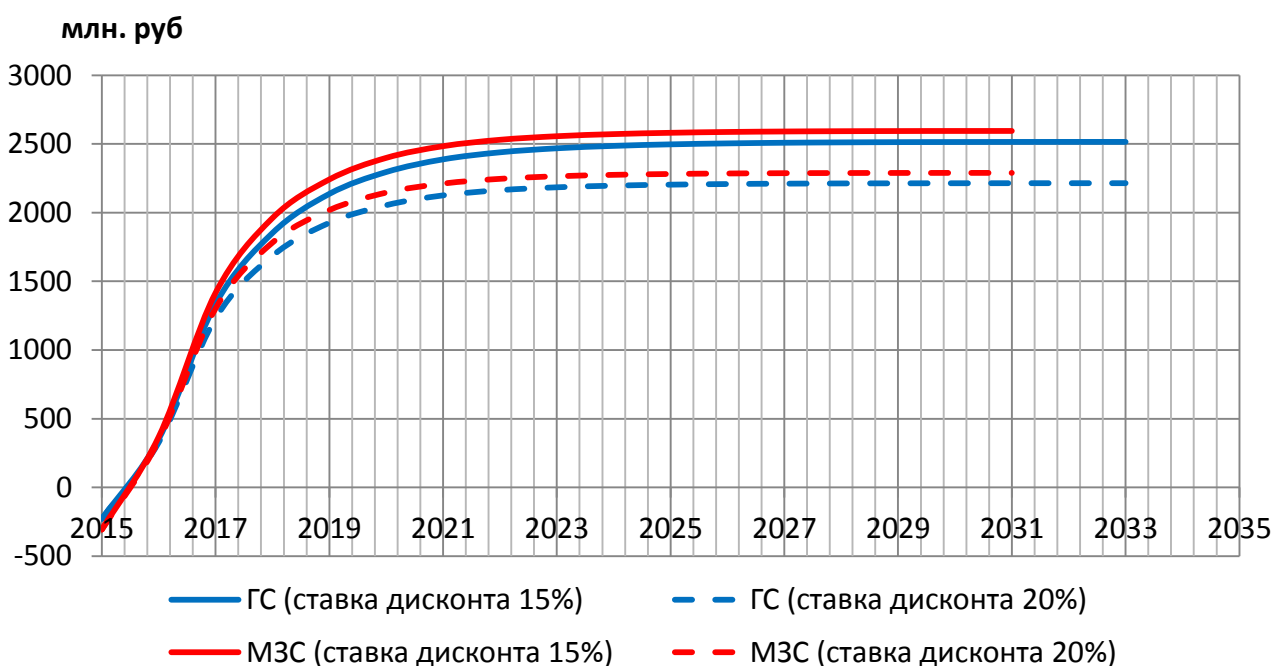


Рисунок 26 – Сравнение NPV МЗС и ГС



Экономическое сравнение технологий ГС и МЗС показывает, что дополнительные затраты на применение технологии МЗС вместо ГС в размере 39,2 млн. руб. окупаются уже в 2015 году. Прибыльность этой технологии растет до 2018 года, а затем начинает медленно падать. Это связано с тем, что разница между дебитами МЗС и ГС начинает падать, что связано с большей для МЗС выработкой пластового давления из-за большего отобранного из пласта объема флюидов. В итоге МЗС обеспечивает дополнительную прибыль по сравнению с ГС при ставках дисконтирования от 15 до 20% в размере от 123,4 млн. руб. до 130,4 млн. руб.

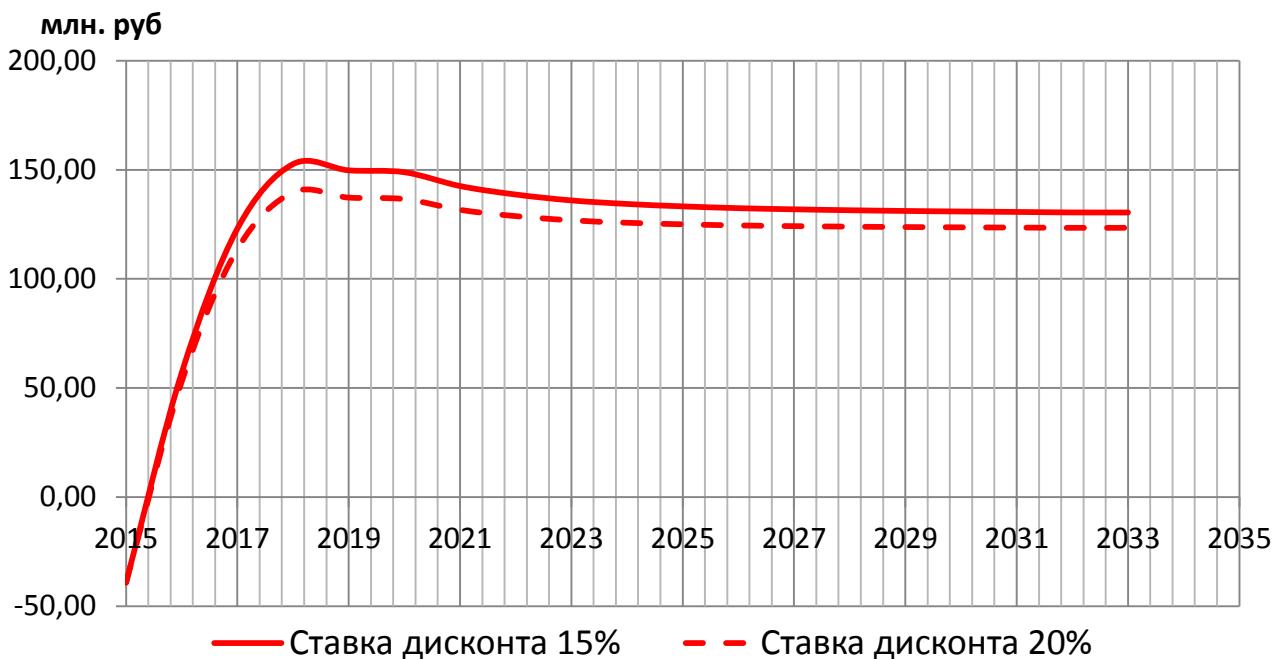


Рисунок 27 – Зависимость разницы между NPV МЗС и ГС по времени

Экономическая и технологическая эффективность МЗС в сравнении с ГС подтверждается фактическими и расчетными данными. Можно с уверенностью говорить о том, что бурение МЗС в пласте Нх-І является перспективным направлением разработки пласта. Однако, необходимо также сделать выводы о том, можно ли увеличить эффективность этих скважин.

### 3.6 Анализ возможностей повышения эффективности многозабойных скважин пласта Нх-І

Для повышения эффективности МЗС необходимо определить её оптимальный дизайн. Для этого нужно определить оптимальные геометрические параметры, которые будут давать максимальный технологический и, в первую очередь, экономический эффект.

Таковыми геометрическими параметрами дизайна скважины являются длина основного ствола, длина боковых стволов, частота боковых стволов (сколько приходится боковых стволов на 100 м основного ствола), глубина

основного ствола относительно кровли пласта Нх-І и зенитный угол боковых стволов.

Определение оптимальных геометрических параметров производилось на основе выгрузки из гидродинамической модели пласта Нх-І для скважины 772 и вышеуказанной экономической модели.

Для определения оптимальной длины основного ствола были созданы 5 гидродинамических моделей с длиной основного ствола скважины от 600 до 1000 м. Результаты расчета накопленной добычи подставлялись в экономическую модель, которая определяла экономическую эффективность каждого варианта в виде NPV. Оптимальная длина определялась исходя из максимального технологического и, в первую очередь, экономического эффекта.

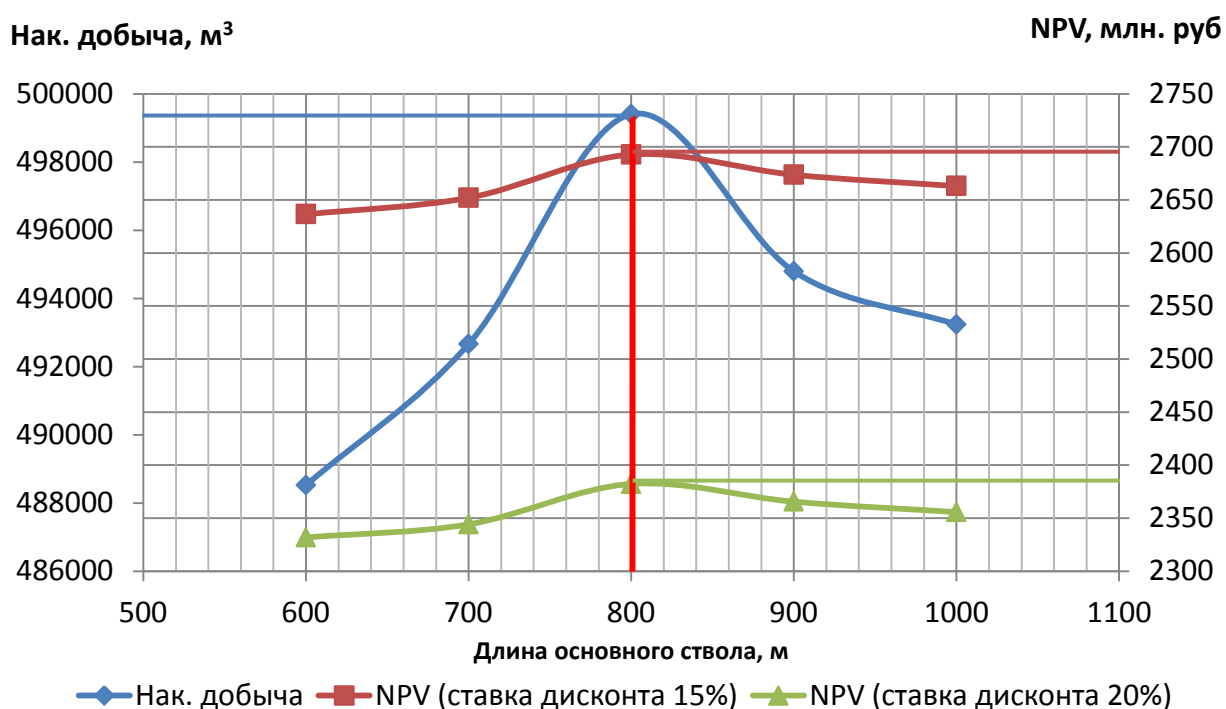


Рисунок 28 – Анализ оптимальной длины основного ствола

Результаты показали, что оптимальная длина основного ствола скважины, как с технологической, так и с экономической точки зрения составляет 800 м. При такой длине накопленная добыча нефти на момент окончания рентабельной работы скважины составляет 499,4 тыс. т, а NPV при ставках дисконтирования от 15 до 20% варьируется в пределах от 2365,5 до 2692,9 млн. руб.

Для определения оптимальной длины боковых стволов были созданы 4 гидродинамические модели с длинами боковых стволов скважины от 100 до 400 м. Результаты расчета накопленной добычи подставлялись в экономическую модель, которая определяла экономическую эффективность каждого варианта в виде NPV. Оптимальная длина боковых стволов определялась исходя из максимального технологического и, в первую очередь, экономического эффекта.

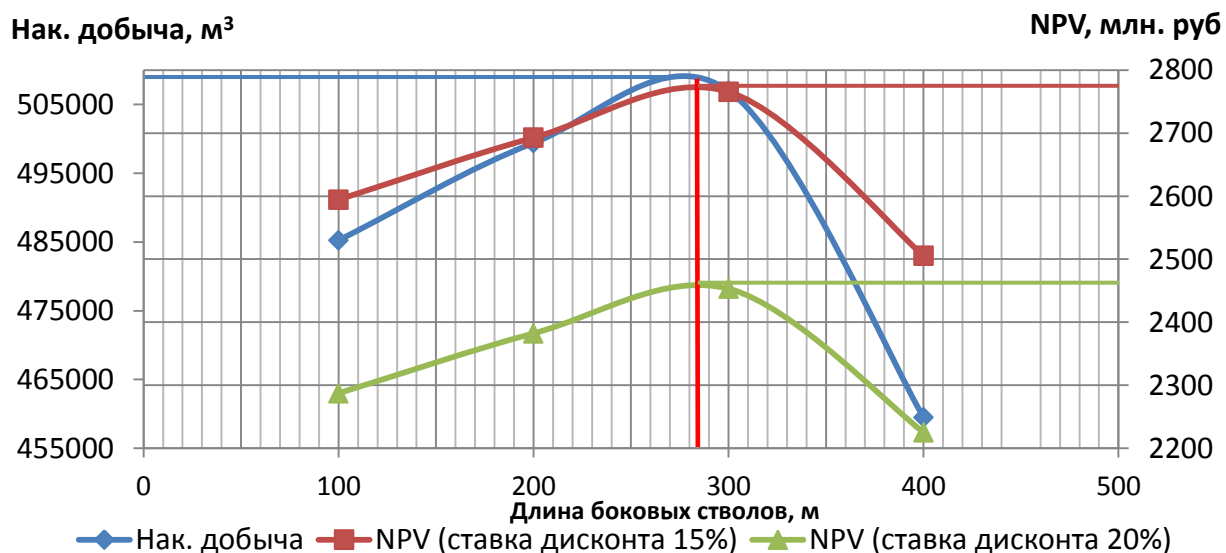


Рисунок 29 – Анализ оптимальной длины боковых стволов

Результаты анализа показали, что оптимальная длина боковых стволов скважины с технологической точки зрения составляет 275 м, а с экономической точки зрения – 285 м. Однако, в первую очередь важен экономический эффект, поэтому была выбрана оптимальная длина 285 м. Ограничение по проходке на долото в пласте Нх-І в зависимости от параметров бурения составляет 350-450 м, поэтому боковые стволы 285 м можно пробурить одним долотом. При такой длине накопленная добыча нефти на момент окончания рентабельной работы скважины составляет 507,1 тыс. т, а NPV при ставках дисконтирования от 15 до 20% варьируется в пределах от 2483,1 до 2795,6 млн. руб.

Для определения оптимальной частоты боковых стволов были созданы 5 гидродинамических моделей с частотой боковых стволов скважины от 0,25 до 1,25 боковых стволов на 100 м основного ствола. Результаты расчета накопленной добычи подставлялись в экономическую модель, которая определяла экономическую эффективность каждого варианта в виде NPV. Оптимальная частота боковых стволов определялась исходя из максимального технологического и, в первую очередь, экономического эффекта.

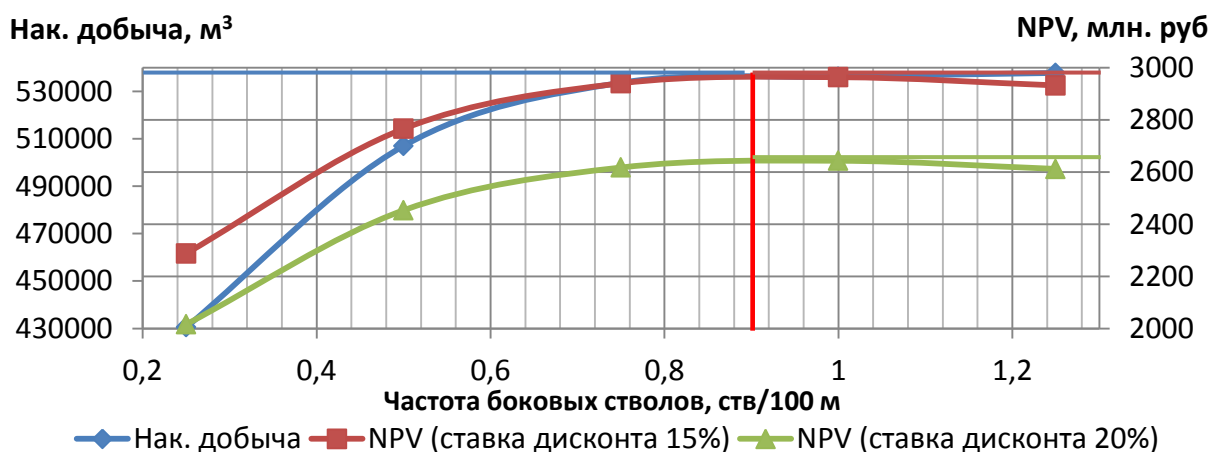


Рисунок 30 – Анализ оптимальной частоты боковых стволов

Результаты анализа показали, что оптимальная частота боковых стволов скважины с экономической точки зрения составляет 0,9 стволов на 100 м основного ствола. В нашем случае, при длине основного ствола 800 м количество боковых стволов будет составлять 7,2, то есть 7 стволов (или 0,875 ств/100 м). С точки зрения технологического эффекта накопленная добыча продолжает расти при увеличении частоты боковых стволов, но, несмотря на это, бóльшие затраты в таком случае уменьшают экономическую эффективность.

При оптимальной частоте боковых стволов накопленная добыча нефти на момент окончания рентабельной работы скважины составляет 535,2 тыс. т, а NPV при ставках дисконтирования от 15 до 20% варьируется в пределах от 2621,8 до 2941,9 млн. руб.

Для определения оптимальной глубины основного ствола относительно кровли пласта Нх-I были созданы 4 гидродинамические модели с глубинами основного ствола от 0,5 до 3 м. Результаты расчета накопленной добычи подставлялись в экономическую модель, которая определяла экономическую эффективность каждого варианта в виде NPV. Оптимальная глубина основного ствола относительно кровли пласта Нх-I определялась исходя из максимального технологического и, в первую очередь, экономического эффекта.

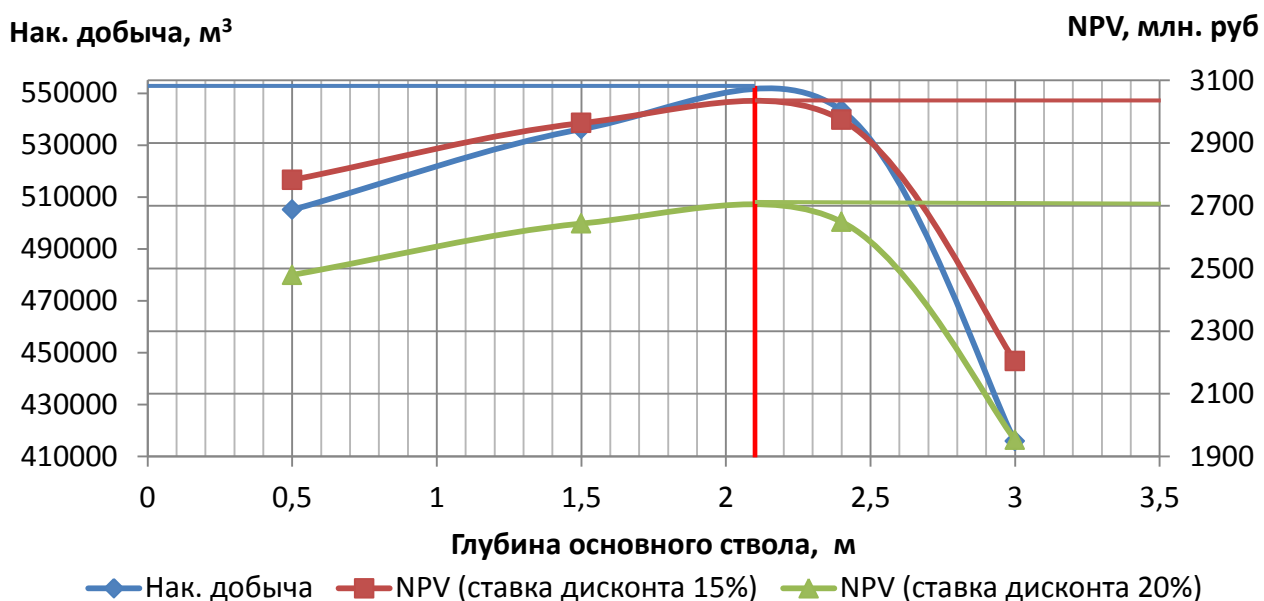


Рисунок 31 – Анализ оптимальной глубины основного ствола относительно кровли пласта Нх-I

Результаты анализа показали, что оптимальная глубина основного ствола составляет 2,1 м. Такая глубина объясняется тем, что в зоне кровли пласта в определенный момент начинает образовываться газовая шапка и газ начинает прорываться в скважину, а в зоне подошвы своё влияние оказывает приток воды от скважин ППД, который также снижает дебит по нефти.

При оптимальной глубине накопленная добыча нефти на момент окончания рентабельной работы скважины составляет 554,7 тыс. т, а NPV при ставках дисконтирования от 15 до 20% варьируется в пределах от 2708,5 до 3023,9 млн. руб.

Для определения оптимального зенитного угла боковых стволов были созданы 4 гидродинамические модели с углами боковых стволов от  $89,08^\circ$  до  $90,92^\circ$ . Результаты расчета накопленной добычи подставлялись в экономическую модель, которая определяла экономическую эффективность каждого варианта в виде NPV. Оптимальный зенитный угол боковых стволов определялся исходя из максимального технологического и, в первую очередь, экономического эффекта.

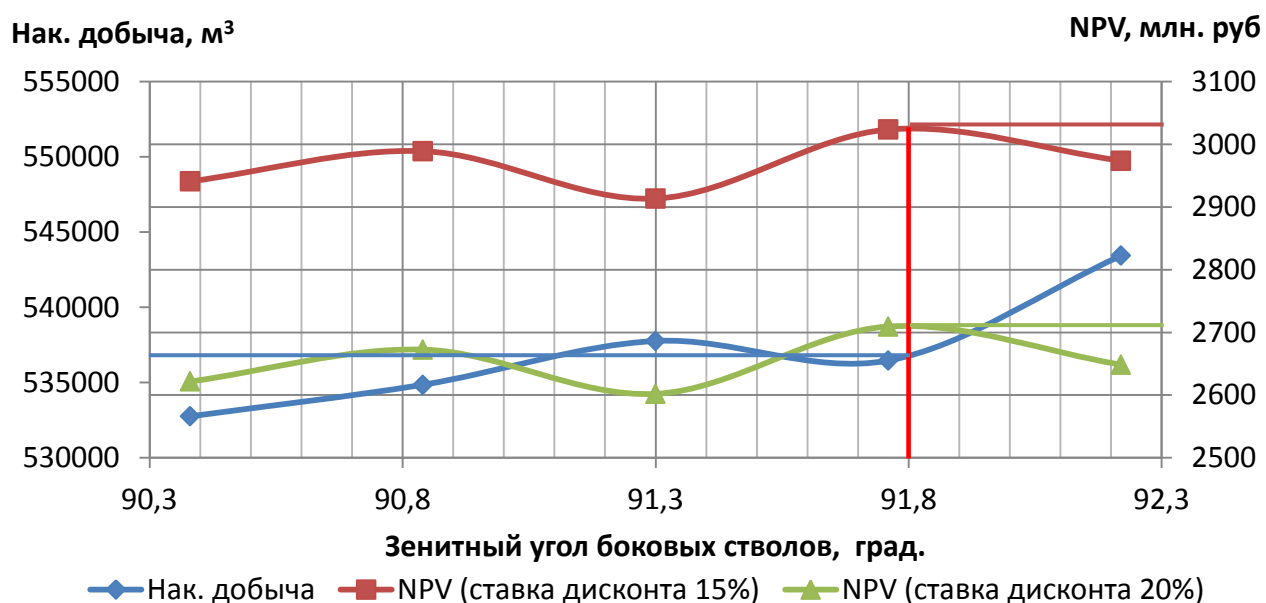


Рисунок 32 – Анализ оптимального зенитного угла боковых стволов

Результаты анализа показали, что оптимальный зенитный угол боковых стволов составляет  $91,8^\circ$ . Зависимости накопленной добычи нефти и NPV от зенитного угла боковых стволов имеют косинусоидальный характер. Это связано с несколькими нюансами.

Во-первых, при зенитном угле боковых стволов равному зенитному углу основного ствола ( $91,3^\circ$ ) поток флюидов в боковые стволы мешает потоку флюидов в основной ствол, что приводит к меньшей накопленной добыче, чем при зенитном угле боковых стволов  $92,22^\circ$ .

Во-вторых, исходя из вышеуказанных соображений, при зенитных углах боковых стволов меньше  $91,3^\circ$  накопленная добыча должна быть больше, чем при  $91,3^\circ$ , однако в расчетах это не так. Это вызвано тем, что нижняя часть пласта Нх-I, куда идут боковые стволы при зенитных углах меньше  $91,3^\circ$ , имеет ухудшенные ФЕС.

В-третьих, обращает на себя внимание то, что, несмотря на меньшую накопленную добычу нефти, оптимальный зенитный угол боковых стволов является более экономически эффективным, чем для углов  $91,3^\circ$  и  $92,22^\circ$ . Это

связано с тем, что при оптимальном зенитном угле в течение первых 7 лет скважина имеет дебит чуть больше, чем при других зенитных углах, а в последующие 8 лет работы – чуть меньше. Прибыль от нефти, добытой за первые 7 лет работы, больше, чем дальнейшие потери в течение 8 лет при меньших дебитах из-за того, что коэффициенты дисконтирования в первые 7 лет гораздо больше, чем в последующие 8 лет. Кроме того, период рентабельной эксплуатации на 1 год меньше, чем для двух других углов. То же касается и зенитных углов  $90,38^\circ$  и  $90,84^\circ$ .

При оптимальном зенитном угле боковых стволов накопленная добыча нефти на момент окончания рентабельной работы скважины составляет 537,5 тыс. т, а NPV при ставках дисконтирования от 15 до 20% варьируется в пределах от 2710,4 до 3033,6 млн. руб.

Таким образом, оптимальный дизайн скважины должен иметь длину основного ствола 800 м, длину боковых стволов 285 м, частоту боковых стволов 0,875 ств/100 м, глубина основного ствола относительно кровли пласта Нх-I 2,1 м и зенитный угол боковых стволов  $91,8^\circ$ . Применение оптимального дизайна на скважине вместо базового 772 позволило бы увеличить накопленную добычу нефти на 43,8 тыс. т и при этом сократить период эксплуатации на 1 год, увеличить NPV на 383,4-390,7 млн. руб., однако этот дизайн можно использовать и на других скважинах этого же пласта.

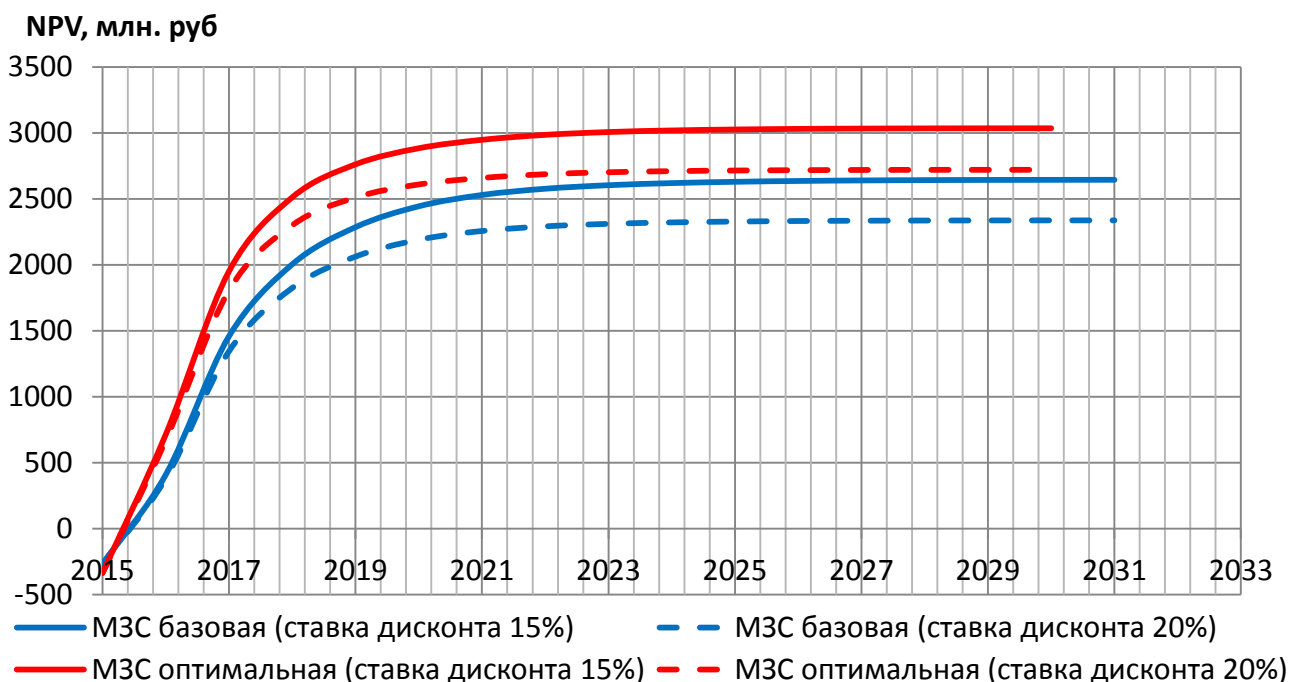


Рисунок 33 – Сравнение NPV базовой и оптимальной МЗС

Для того, чтобы определить, на каких скважинах можно эффективно применить этот дизайн сначала нужно определить минимальные геологические параметры, при которых скважина по сравнению с ГС не будет давать ни прибыль, ни убытки.

### 3.7 Определение геологических условий эффективного применения многозабойных скважин

Необходимо определить минимальные геологические параметры, такие как  $kh$  и пористость, при которых применение МЗС вместо ГС будет минимально экономически эффективно. Анализ минимальных геологических параметров будет производиться на основе выгрузки из гидродинамической модели пласта Нх-І для скважины 772, у которой будут изменяться средняя проницаемость и пористость, при каждом варианте будут браться результаты расчета добычи скважины и эти затем эти результаты будут загружаться в вышеуказанную экономическую модель, которая будет определять экономическую эффективность каждого варианта до тех пор, пока не будет определено минимальное экономически эффективное значение того или иного геологического параметра.

Минимальный NPV определялся исходя из того, что индекс доходности от проведения мероприятия по бурению МЗС вместо ГС должен быть не меньше единицы. Так как дополнительные капитальные затраты для МЗС в сравнении с ГС составляют 68,6 млн. руб, то минимальный NPV должен быть равен 68,6 млн. руб.

Для определения минимального эффективного значения  $kh$  на моделях было рассчитано 5 вариантов со значениями  $kh$  от 100 до 200 мД\*м и определены соответствующие им NPV. На основе этих данных был составлен график зависимости NPV от  $kh$  при разных ставках дисконтирования. Для значений меньше 100 мД\*м был сделан прогноз на основе полиномиальной функции 3 степени с очень большим коэффициентом достоверности.

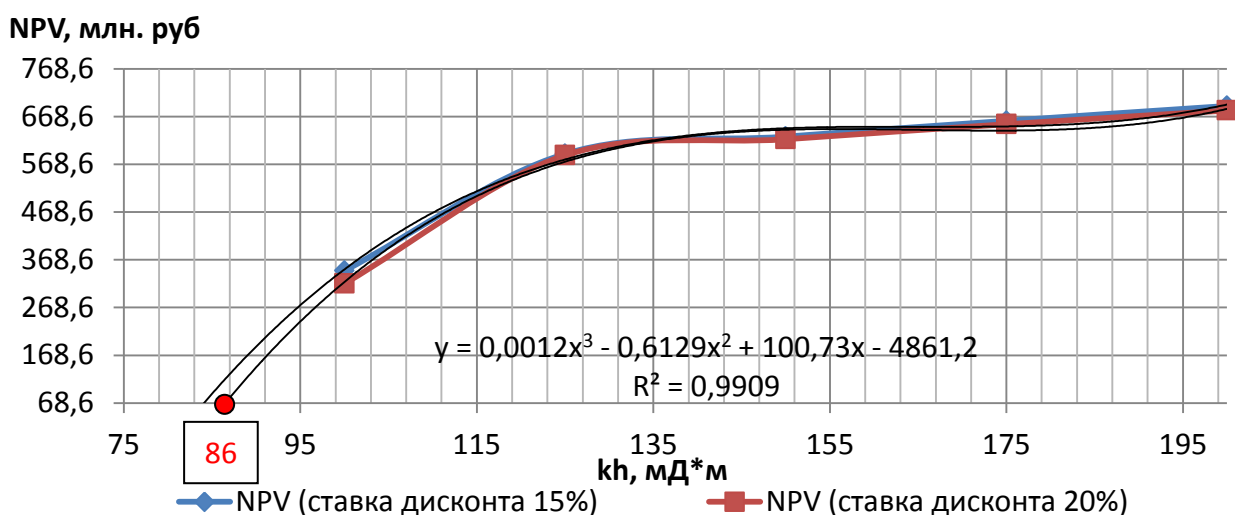


Рисунок 34 – Анализ минимального экономически эффективного значения  $kh$  для бурения МЗС вместо ГС

Результаты анализа показали, что при пессимистичном прогнозе со ставкой дисконта 20% минимальная величина эффективного  $kh$  составит 86 мД\*м.



Для определения минимального эффективного значения пористости на моделях было рассчитано 5 вариантов со значениями пористости от 14 до 22% и определены соответствующие им NPV. На основе этих данных был составлен график зависимости NPV от пористости при разных ставках дисконтирования. Для значений меньше 14% был сделан прогноз на основе линейной функции с очень большим коэффициентом достоверности.

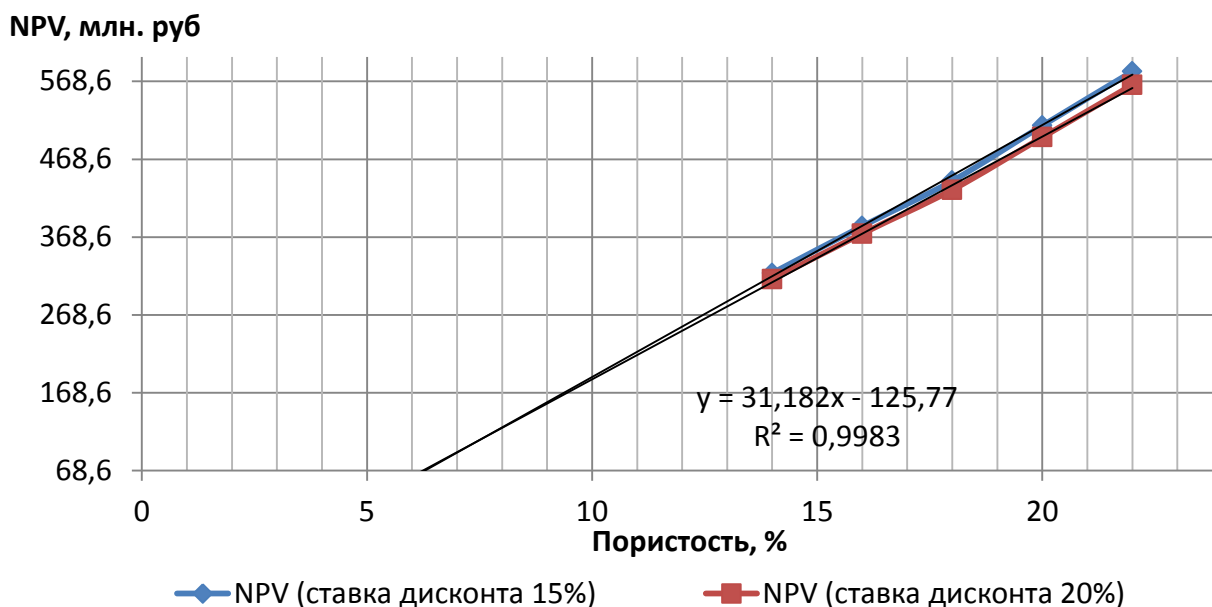


Рисунок 35 – Анализ минимального экономически эффективного значения пористости для бурения МЗС вместо ГС

Результаты анализа показали, что при пессимистичном прогнозе со ставкой дисконта 20% минимальная величина эффективного значения пористости составит 6,2%. Однако, так как минимальная величина пористости коллектора пласта Нх-I составляет 15%, то по критерию пористости бурение МЗС будет экономически эффективнее для любого участка пласта Нх-I, чем бурение ГС.

### 3.8 Определение перспективных участков бурения многозабойных скважин

Для определения перспективных участков для бурения МЗС вместо ГС необходимо на карте kh нарисовать границы эффективного применения МЗС, которые будут определяться по минимальному экономически эффективному значению kh – 86 мД\*м. Скважины и области, которые будут находиться внутри этих границ, могут рассматриваться для бурения МЗС. При разбуривании боковых стволов на уже пробуренных ГС нужно будет разбуривать хвостовик. После зарезки бокового ствола нужно будет установить расширяемую заплатку в точке зарезки. Эта заплатка не допустит проникновения флюидов во внутреннюю часть хвостовика через его разбуренную часть, и поток от бокового ствола будет фильтроваться через хвостовик.



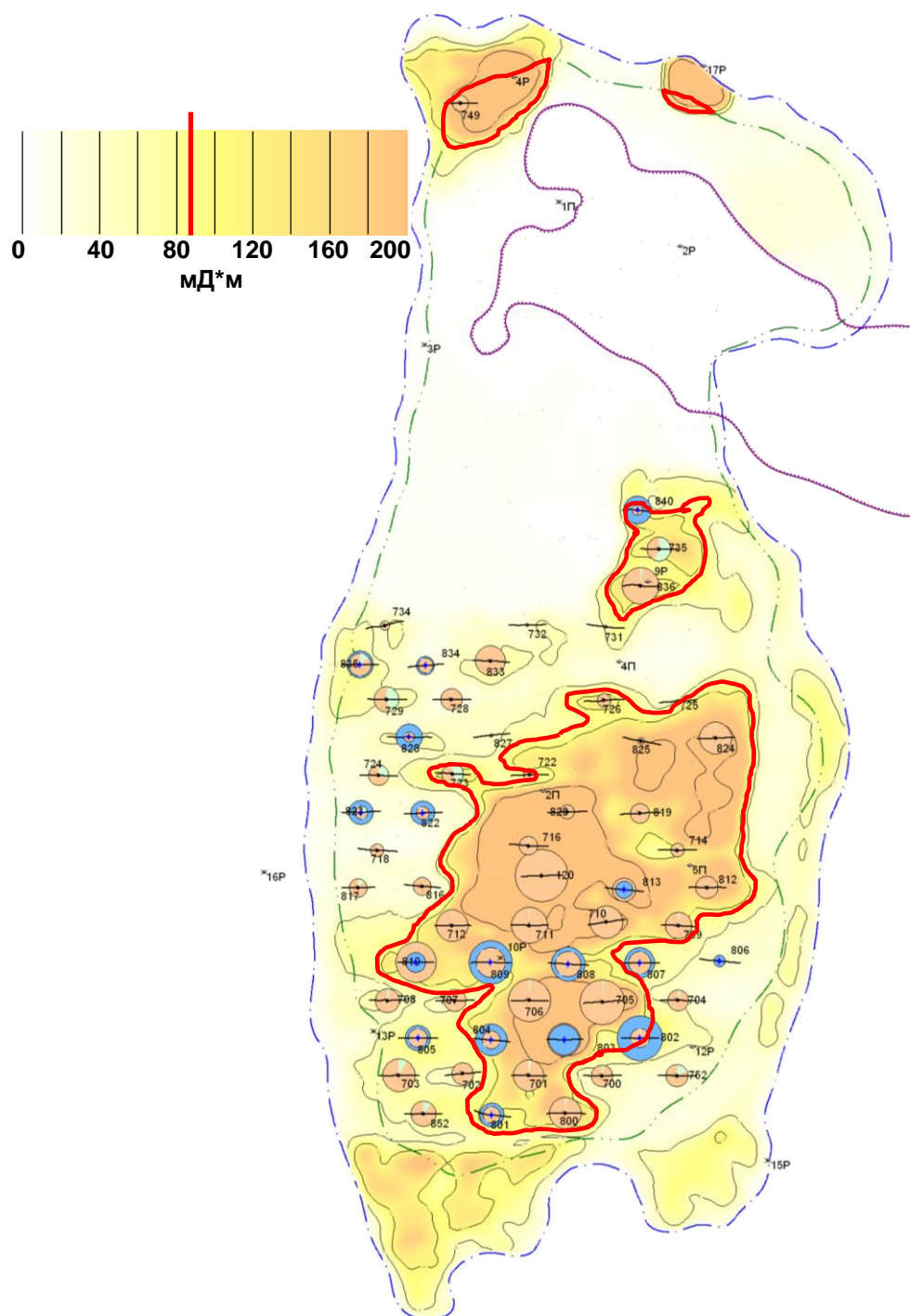


Рисунок 36 –Перспективные участки для бурения МЗС на карте kh пласта Nx-I

В результате выделено 4 перспективных участка для бурения МЗС, в которых на данный момент находится 21 добывающая скважина. Как видно на рисунке 36, эти участки покрывают большую часть эффективной площади пласта Nx-I. Однако для более точных выводов о перспективности этих участков необходимо также на основе гидродинамической и экономической модели определить минимальное значение удельных запасов нефти, приходящихся на 1 скважину, при котором бурение МЗС будет эффективнее ГС. Затем, для каждой скважины перспективных областей определить удельные извлекаемые запасы нефти. В том случае, если удельные извлекаемые запасы

нефти будут выше минимального эффективного значения, для таких скважин может быть принято решение о зарезке боковых стволов и переводе таких скважин в МЗС.

### **3.9 Вывод**

В ходе анализа подтверждена технологическая и экономическая эффективность МЗС по сравнению с ГС. МЗС позволяет добыть на 18,1 тыс.т нефти больше, чем ГС и при этом сократить период рентабельной эксплуатации с 17 лет до 15 лет, что дает дополнительную в сравнении с ГС прибыль в размере от 123,4 млн. руб. до 130,4 млн. руб.

Данный технологический и экономический эффект можно повысить. Для этого разработан оптимальный дизайн МЗС, который имеет максимальный экономический эффект. Скважина с оптимальным дизайном должна иметь длину основного ствола 800 м, длину боковых стволов 285 м, частоту боковых стволов 0,875 ств./100 м, глубину основного ствола относительно кровли пласта Нх-I 2,1 м и зенитный угол боковых стволов 91,8°. Применение МЗС оптимального дизайна позволяет увеличить накопленную добычу нефти по сравнению с ГС на 61,9 тыс. т и при этом сократить период эксплуатации с 17 до 14 лет, увеличить NPV на 506,8-521,1 млн. руб.

В ходе анализа определены минимальные геологические параметры для эффективного бурения МЗС вместо ГС, что позволило определить 4 перспективных участка бурения МЗС, которые занимают большую часть эффективной площади пласта Нх-I. Однако окончательное решение о бурении в этих участках МЗС требует дополнительной информации и более глубокого анализа.

В целом, бурение МЗС для разработки пласта Нх-I Ванкорского месторождения целесообразно и перспективно.

## 4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

В данной выпускной квалификационной работе на гидродинамических моделях проведен анализ эффективности работы многозабойных скважин, исследование зависимостей дебита скважин от технологических и конструкционных параметров, исследование влияния геологических параметров на дебит скважин, определены скважины для зарезки боковых стволов, сделан вывод о целесообразности дальнейшего применения многозабойных скважин для разработки пласта Нх-І на Ванкорском месторождении. Бурение многозабойных скважин связано с различными опасностями. Для дальнейшего проведения буровых работ по строительству этих скважин необходимо рассмотреть вопросы безопасности и экологичности этих работ.

Ванкорское месторождение расположено в Туруханском районе Красноярского края. Согласно Приложению А ГОСТ Р 12.4.236-2011, месторождение расположено в IV (ІБ) климатическом поясе (средняя температура воздуха зимних месяцев составляет  $-41^{\circ}\text{C}$ ; средняя скорость ветра из наиболее вероятных величин 1,3 м/с).

### 4.1 Анализ потенциальных опасностей и вредностей

Исходя из Приказа Минтруда России от 25.12.2012 №625н, буровые работы, связанные с добычей нефти, относятся к III классу профессионального риска.

Таблица 17 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ )		Нормативные документы
	вредные	опасные	
Бурение интервалов, спуско-подъемные операции, замена долот, спуск обсадных колонн, подготовка цементного раствора, цементирование обсадной колонны		Механические	ГОСТ 12.3.002–75. ССБТ
		Электробезопасность	ГОСТ 12.1.019–2009. ССБТ
	Состояние воздушной среды		ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ
	Шум, вибрация		ГОСТ 12.1.003–83. ССБТ, ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ

## Окончание таблицы 17

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ )		Нормативные документы
	вредные	опасные	
	Химические	-	ГН 2.2.5.1313-03
	Физические перегрузки	-	Методические рекомендации «Физиологические нормы напряжения организма при физическом труде»

Таблица 18 – Характеристика вредных и опасных факторов

Факторы	Виды факторов (ГОСТ 12.0.003-74)	Источники факторов
Механические	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	Вращающаяся буровая колонна
Электробезопасность	Электрический ток	Пульт управления и кабели
Состояние воздушной среды	Отклонение показателей микроклимата в помещениях	Холодный климат
Шум	Превышение уровня шума	Насосы и двигатели
Вибрация	Превышение уровня вибрации	Насосы, двигатели, вращающаяся буровая колонна
Химические	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	Выбросы газа
Физические перегрузки	Тяжесть и напряженность физического труда	Большой вес переносимых инструментов

**4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности**

Буровые работы будут проводиться в помещении круглосуточно.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 буровые работы относятся к III категории работ по уровню энергозатрат.

Для обеспечения безопасности ведения работ необходимо рассмотреть комплекс мер по борьбе с вредными и опасными факторами.

Согласно ГОСТ 12.2.062-8 наиболее приемлемым вариантом защиты от механических факторов является установка специальных ограждений, однако этот вариант не рационален. При проведении работ буровикам приходится часто вручную производить операции с буровой колонной в момент её остановки. Для этого придется слишком часто устанавливать и убирать заграждения. Спецодежда рабочих не должна иметь свободно висящих частей, так как они могут быть утянуты и намотаны буровой колонной.

Таблица 19 – Меры борьбы с вредными и опасными производственными факторами в соответствии с ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ

Факторы	Меры борьбы	Комментарии
Состояние воздушной среды	Проведение отопления буровой площадки	Отопление может быть обеспечено от собственной котельной при буровой
Химические	Герметизирующие средства защиты	Средствами защиты могут служить плащечные превенторы гидравлические, устанавливаемые на устьевой компоновке. При выбросах флюидов превентор перекрывает устье скважины и тем самым предотвращает выброс вредных веществ в атмосферу
Электробезопасность	Основная изоляция токоведущих частей, ограждения, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устанавливаются молниеотводы, размещаются знаки безопасности	В электроустановке и её частях предусмотрены меры защиты от поражения электрическим током, либо применены к отдельным электроприемникам и реализованы при изготовлении электрооборудования, либо в процессе монтажа установки, либо в обоих случаях

Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок, пускорегулирующей аппаратуры и аппаратуры защиты были ограждены от случайных соприкосновений. Все распределительные устройства, установленные вне электропомещений, оснащены запирающими устройствами, препятствующими доступу в них работников неэлектротехнического персонала.

Мероприятия по обеспечению производственной безопасности и охране труда при строительстве скважин, защите рабочих, служащих предприятия в ЧС, а также природоохранной деятельности на месторождениях производятся инженерно-технической службой ООО «РН-Ванкор».

Организационно-технические мероприятия проводятся по следующим направлениям:

- обеспечение пожаровзрывобезопасности на объектах;
- защита персонала от воздействия токсических веществ и виброакустических негативных факторов;
- обеспечение химической безопасности при работе персонала с буровыми растворами и составляющими их химреагентами;
- обеспечение электробезопасности;
- обеспечение безопасности эксплуатации герметических систем, находящихся под давлением;
- обеспечение безопасности эксплуатации машин, механизмов и производственных помещений;
- обеспечение нормальных условий труда работников;
- организационные мероприятия по обеспечению производственной безопасности при строительстве скважин.

### 4.3 Санитарные требования

Буровые работы проводятся в помещении. Проверка соответствия параметров микроклимата производится согласно СанПиН 2.2.4.548–96.

Таблица 20 – Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, С <sup>0</sup>		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/сек	
		фактич. значение	допустим. значение	фактич. значение	допустим. значение	фактич. значение	допустим. значение
Холодный	III	7	не регламентируется	62	15-75	0,2	0,2-0,4
Теплый	III	20	16-26	68	15-75	0,2	0,2-0,5

Фактические значения параметров микроклимата соответствуют нормам.

Согласно СП 52.13330.2011 нормируемой величиной естественного освещения является КЕО. Значения КЕО и освещенности при совмещенной системе определялись согласно СП 52.13330.2011.

Таблица 21 – Параметры систем естественного и искусственного освещения на рабочих местах

Наименование рабочего места	Тип светильника и источника света	Коэффициент естественной освещенности, КЕО, %		Освещенность при совмещенной системе, лк	
		фактически	норм. значение	фактически	норм. значение
Модуль обслуживания	«Астра», лампа НГ-1000	6	3	212	200

Рассчитаем освещение модуля обслуживания буровой БУ 5000/320 ЭК-БМЧ, требуемое количество ламп и процент отклонения от необходимого количества потока при следующих исходных данных:

- светильник – Астра;
- длина модуля обслуживания – 15 м;
- ширина модуля обслуживания – 15 м;
- высота потолка над полом модуля обслуживания – 5 м;
- фон – средний;
- контраст – малый.

Высота подвеса светильников, м:

$$H_c = H - h_p - 0,2(H - h_p) = 5 - 0,8 - 0,2 \cdot (5 - 0,8) = 3,36 \text{ м} \quad (4.3.1)$$

, где  $H$  - высота помещения, м;

$h_p$  - высота рабочей поверхности от пола, м;

Расстояние между светильниками при расположении по прямоугольной сетке, м:

$$L = H_c (1,4 \div 2) = 3,36 \cdot 1,7 = 5,71 \text{ м} \quad (4.3.2)$$

Минимально необходимое количество светильников, шт,

$$N = \frac{S}{L^2} = 15 \cdot 15 / 5,71^2 = 6,9 = 7 \quad (4.3.3)$$

, где  $S$  – площадь освещаемой поверхности,  $\text{м}^2$ .

Индекс для квадратного помещения:

$$i = \frac{0,5 \cdot \sqrt{S}}{H_c} = 0,5 \cdot 15 / 3,36 = 2,23 \quad (4.3.4)$$

Исходя из индекса помещения, согласно СП 52.13330.2011 коэффициент светового потока равен 0,57. В таком случае минимальная нормированная освещенность в соответствии с СП 52.13330.2011 составляет 200 лк, коэффициент запаса для помещения типа цех механический с лампами накаливания – 1,3. Коэффициент неравномерности освещения варьируется от 1,15 до 1,3. В данном случае он принят равным 1,3.

Необходимый световой поток одной лампы, лм,

$$F_{\text{л}} = E_{\text{н}} K_3 Z / \eta N = 200 * 225 * 1,3 * 1,3 / 0,57 * 7 = 19060 \text{ лк} \quad (4.3.5)$$

, где  $E_{\text{н}}$  – минимальная нормируемая освещённость, лк;

$K_3$  – коэффициент запаса;

$Z$  – коэффициент неравномерности освещения поверхностей;

$\eta$  – коэффициент использования светового потока

В таком случае наиболее подходящей будет лампа НГ-1000 со световым потоком 18600 лк. Процент отклонения от необходимого светового потока:

$$\Theta = \frac{F_{\text{ф}} - F_{\text{л}}}{F_{\text{ф}}} 100 = (18600 - 19060) * 100 / 18600 = 2,4\% \quad (4.3.6)$$

Затраты электроэнергии на освещение, Вт

$$X = N * M = 7 * 1000 = 7000 \text{ Вт}$$

, где  $M$  – мощность одной лампы, Вт.

Для освещения модуля обслуживания буровой требуется семь светильников «Астра» с лампами НГ-1000, потребляющими 7000 Вт/час. Процент отклонения от необходимого светового потока составляет 1,8%. Общее освещение модуля обслуживания буровой составляет 18600 люкс [1].

Таблица 22 – Гигиенические нормы уровней виброскорости (ГОСТ 12.1.012-2004)

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц							
	1	2	4	8	16	31,5	63	125
Технологическая	—	108	99	93	92	92	92	—

Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука регламентируются ГОСТ 12.1.003-83 с изм. 1999 г.

Основным источником шума являются двигатели (96 дБ). В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83, при норме уровня шума 80 дБ превышение составляет 16



дБ. Для понижения уровня шума в соответствии с ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ предлагается установка звукоизолирующих устройств. Двигатели находятся в отдельном от буровой площадки помещении. Прокладка по периметру двери звукоизолирующего материала позволит снизить уровень шума на буровой площадке.

Таблица 23 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83 с изм. 1999 г.)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц							Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производствен- ных помещениях и на террито- рии предприятий	107	95	87	82	78	75	69	80

#### 4.4 Обеспечение взрывопожарной безопасности

Основы пожарной безопасности определены в ГОСТ 12.1.004-91 «Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования», СНИП и др. Для обеспечения пожарной безопасности идет работа по следующим направлениям:

- разработка и усовершенствование системы нормативных материалов (ГОСТов, правил, норм);
- обучение, инструктаж и допуск к работе персонала;
- контроль и надзор за соблюдением нормативных документов по пожарной безопасности;
- оборудование и поддержание в готовности систем и установок пожаротушения;
- создание запаса и поддержание в готовности первичных средств пожаротушения;
- организация тушения пожара и проведение газоспасательных и других неотложных работ;
- пожарная профилактика при проектировании и строительстве скважин.

К буровому оборудованию при защите от взрывов и пожаров предъявляются следующие требования:

- вновь создаваемые и закупаемые по импорту буровые установки для строительства нефтяных и газовых скважин должны быть выполнены во взрывозащищенном варианте

- помещения и открытые пространства по классу взрывоопасности должны соответствовать требованиям безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Буровая установка по взрывопожарной опасности согласно СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» относится к категории А, степень огнестойкости II.

На буровой основными горючими материалами являются ГСМ для ДВС. Для организации безопасного ведения работ при строительстве скважины согласно РД 153-34.0-03.301-00 (3-е изд. с изм. и доп.) необходимо применять следующие меры противопожарной безопасности:

- хранить ГСМ в емкости на санном основании на расстоянии не менее 40 м от насосного блока, электростанции, силового блока;
- место размещения емкостей обваловывается;
- электрооборудование в радиусе 20 м от емкостей применяется во взрывозащитном исполнении;
- питание электроприемников в этой зоне осуществлять кабелем;
- емкости ГСМ необходимо заземлять;
- при проливе ГСМ, место пролива засыпать;
- при разбурировании продуктивного горизонта не менее чем три раза в смену проверять анализ воздушной среды газоанализатором в насосном блоке и блоке очистки;
- запрещается использовать открытый огонь на территории буровой;
- емкости должны быть окрашены в белый или серебряный цвет и снабжены плакатами «Не курить!», «Огнеопасно».

При производстве работ на кусте для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара на буровой, бригады должны быть обеспечены устойчивой двухсторонней радио- или телефонной связью с центральным диспетчерским пунктом и первичными средствами тушения пожара, в т.ч. не менее двух огнетушителей ОП-5 и одного ОП-100 или ОП-50. (см. таблицу 24).

Таблица 24 – Первичные средства пожаротушения (РД 34.49.503-94 с изм. 1 2000)

Наименование	Количество
Ящик с песком, $V=0,5 \text{ м}^3$	4
Ящик с песком, $V=1 \text{ м}^3$	2
Лопаты	5
Ломы	2
Топоры	2
Багры	2
Ведра пожарные	4

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах, на буровой и жилых вагончиках. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению.

Для предотвращения пожара на буровой предусмотрены устройства противопожарных преград, средства, предотвращающие разлив и растекание жидкости при пожаре, устройство аварийного отключения и переключения электрических аппаратов, краны для заправки пожарных машин водой.

#### **4.5 Инструкция по безопасности выполнения работ**

При производстве работ по строительству скважин необходимо соблюдать требования "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

Все вспомогательные приспособления и механизмы, применяемые при бурении скважин, должны быть смонтированы и опробованы в соответствии с заводскими инструкциями по их монтажу и эксплуатации, с соблюдением технических условий на монтаж и демонтаж.

Запрещается работать на неисправных приспособлениях и механизмах. Регулировка их должна производиться в строгом соответствии с инструкциями заводов - изготовителей.

При монтаже приспособлений следует принять меры против самоотвинчивания крепежных деталей.

При работе с ключом АКБ:

- к самостоятельному управлению ключом допускается лишь первый помощник бурильщика, прошедший инструктаж по безопасному управлению ключом и освоивший приемы управления;

- подвод ключа к трубам нужно осуществлять плавно, для этого предварительно рукоятку управления установить в положение отвода и после в положение подвода. Для отвода ключа все повторяется в обратном порядке;

- все работы, связанные с ремонтом, регулировкой, устранением неисправностей в механических частях и в пневмолинии, необходимо производить при перекрытом кране пневматической линии, идущей к коллектору пульта управления. Оставшийся воздух должен выпускаться путем установки рукояток кранов управления в нейтральное положение после их предварительного наклона по прорезам копира пульта. Каждая рукоятка должна быть обязательно застопорена с помощью предохранительного стопорного кольца. При этом на пульте нужно вывесить предупредительный плакат: "Не включать - работают люди!";

- запрещается производить спуск колонны труб в скважину при не полностью отведенном ключе и подвод ключа до посадки труб на клинья или на элеватор;

- вращение трубозажимного устройства и включение зажима нижних челюстей нужно производить только после полного охвата замка трубы;

- после выполнения каждой операции по свинчиванию - развинчиванию обязательно все рукоятки пульта управления ставить в нейтральное положение и зафиксировать их в этом положении стопорными пальцами;

- по окончании работы ключом следует перекрыть центральный кран пульта и оставшийся воздух выпустить.

При работе с пневмораскрепителем свечей (ПРС) на буровой установке не допускается его эксплуатация без направляющего поворотного ролика. Тяговый канат должен крепиться к штоку пневмораскрепителя с помощью канатной втулки, заплетки или тремя зажимами. Запрещается нахождение людей в опасной зоне, возникающей при обрыве тягового каната ПРС.

При использовании пневматического клинового захвата необходимо выполнять следующие требования:

- не допускать загрязнения конусных поверхностей вкладышей ротора и клиньев, так как это может привести к заклиниванию клиньев в роторе;

- размер плашек, установленных в клинья, должен соответствовать размеру труб по диаметру;

- при износе плашек клиньев заменять их следует полным комплектом;

- не допускать резкой посадки труб на клинья;

- перед установкой в ротор необходимо проверить прямолинейность плоскостей пазов клиньев под плашки опорных сопрягаемых поверхностей клиньев и вкладышей;

- после окончания работ клинья должны быть сняты и уложены в сторону.

При использовании машинных ключей необходимо:

- чтобы страховый канат был длиннее натяжного на 15 - 20 см;

- соединить канаты для крепления ключа с помощью отдельных вертлюжков;

- надежно закрепить натяжной и страховый канаты к ногам вышки или к специальным приспособлениям, установленным заводом - изготовителем;

- подвешивать их на металлических канатах диаметром не менее 12 мм в горизонтальном положении и уравнивать контргрузами или специальной лебедкой с червячной передачей и храповым устройством;

- контргрузы располагать под полом буровой;

- чтобы диаметр страхового каната был не менее 19 мм;

- размер челюсти должен соответствовать диаметру трубы.

Запрещается пользоваться машинными ключами при таких неисправностях, как:

- сухарь неплотно сидит в гнезде;

- торец сухаря находится не в одной плоскости с торцевой плоскостью ключей;

- сработан зуб сменной челюсти ключа;

- имеется люфт в шарнирных соединениях (то есть сработаны гнезда шарнирных пальцев);

- трещина в корпусе или рукоятке;

- болтовое крепление вертлюжка и шарнирные пальцы не зашплинтованы.

При использовании элеватора необходимо обратить внимание на замок, который должен исключать самопроизвольное открытие его створок. Конструкция элеватора должна исключать возможность выпадения стропов из его проушин.

Запрещается пользоваться элеваторами, если они имеют следующие дефекты:

- износ торца под замок бурильных труб более 2 мм;
- трещину в корпусе, замке или в выступах замка;
- прогнутость нижней торцевой поверхности более 7,0 мм;
- выработку проушин в месте посадки стропов;
- люфт в шарнирных соединениях створок, при котором нижний торец створки и торец элеватора под створку находятся не в одной плоскости;
- заедание в шарнире замка;
- неисправность фиксирующего устройства;
- деформацию или слом пружины.

Предохранительные шпильки, вставляемые в проушины элеватора, по длине должны быть равны высоте элеватора и соответствовать диаметру отверстия его проушин.

Стропами нельзя пользоваться, если они имеют неодинаковую длину, выбоины и трещины на поверхности. Стропа должны подвергаться дефектоскопии согласно графику ППР предприятия и отжигу один раз в три года.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе анализа подтверждена технологическая и экономическая эффективность МЗС по сравнению с ГС. МЗС позволяет добыть на 18,1 тыс. т нефти больше, чем ГС и при этом сократить период рентабельной эксплуатации с 17 лет до 15 лет, что дает дополнительную в сравнении с ГС прибыль в размере от 123,4 млн. руб. до 130,4 млн. руб.

Данный технологический и экономический эффект можно повысить. Для этого разработан оптимальный дизайн МЗС, который имеет максимальный экономический эффект. Скважина с оптимальным дизайном должна иметь длину основного ствола 800 м, длину боковых стволов 285 м, частоту боковых стволов 0,875 ств/100 м, глубину основного ствола относительно кровли пласта Нх-I 2,1 м и зенитный угол боковых стволов 91,8°. Применение МЗС оптимального дизайна позволяет увеличить накопленную добычу нефти по сравнению с ГС на 61,9 тыс. т и при этом сократить период эксплуатации с 17 до 14 лет, увеличить NPV на 506,8-521,1 млн. руб.

В ходе анализа определены минимальные геологические параметры для эффективного бурения МЗС вместо ГС, что позволило определить 4 перспективных участка бурения МЗС, которые занимают большую часть эффективной площади пласта Нх-I. Однако окончательное решение о бурении в этих участках МЗС требует дополнительной информации и более глубокого анализа.

В целом, бурение МЗС для разработки пласта Нх-I Ванкорского месторождения целесообразно и перспективно.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВВП – внутренний валовый продукт  
КИН – коэффициент извлечения нефти  
ЛУ – лицензионный участок  
НПС – нефтеперекачивающая станция  
ЦКР – Центральная комиссия по разработке месторождений полезных ископаемых  
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение  
ЕНЭС – Единая национальная электрическая сеть  
ЦПС – центральный пункт сбора  
ГТЭС – газотурбинная электростанция  
ЭЦН – электроцентробежный насос  
ППД – поддержание пластового давления  
ВНК – водонефтяной контакт  
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства  
НИЗ – начальные извлекаемые запасы  
КРС – капитальный ремонт скважин  
ГРП – гидроразрыв пласта  
ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы  
КП – коэффициент продуктивности  
ПЗП – призабойная зона пласта  
ПАВ – поверхностно-активные вещества  
АСПО – асфальтосмолистопарафиновые вещества  
СКО – соляно-кислотная обработка  
КНБК – компоновка низа буровой колонны  
ЗБС – зарезка бокового ствола  
УБТ – утяжеленные буровые трубы  
МСС – многоствольная скважина  
МЗС – многозабойная скважина  
ГС – горизонтальная скважина  
РГС – разветвленно-горизонтальная скважина  
ГНК – газонефтяной контакт  
NPV (net present value) – чистый дисконтированный доход  
ООО – общество с ограниченной ответственностью  
КЕО – коэффициент естественной освещенности  
ГСМ – горюче-смазочные материалы  
ДВС – двигатель внутреннего сгорания

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Безопасность жизнедеятельности в техносфере: учеб. пособие / О. Н. Русак, Л. Н. Горбунова, В. Я. Кондрасенко, А. А. Калинин, К. Д. Никитин, А. И. Жуков. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2001. – 431 с.
2. Мукерджи Х. Производительность скважин : руководство / Х. Мукерджи – Москва, 2001. – 184 с.
3. Drilling engineering, Heriot-Watt University, Edinburg, 2001, - 586 p.
4. Production technology, Heriot-Watt University, Edinburg, 2001, - 492 p.
5. Reservoir engineering, Heriot-Watt University, Edinburg, 2001, - 743 p.
6. Нескромных В.В. Направленное бурение : учебное пособие / В.В. Нескромных – Иркутск: Издательство ИрГТУ, 2004. – 107 с.
7. Али Данеши, Презентация для учебного курса для ОАО НК «Роснефть» 2008.
8. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров : учебник / Л.П. Дейк – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008., 668 с.
9. Методическое пособие для подготовки к собеседованию, Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ Petroleum Learning Centre, г. Томск, 2008., - 179 с.
10. Зозуля Г.П. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин : учебное пособие / Г.П. Зозуля – Москва: Издательский центр «Академия», 2009. – 176 с.
11. Костоунова Е.В. Экономика предприятий нефтяной и газовой отрасли : учебное пособие / Е.В. Костоунова – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2012. – 81 с.
12. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / С.Ф. Мулявин – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. 215 с.
13. Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск, 2013., - 371 с
14. Галяутдинов, И.М., Сирота, А.С. Оптимизация затрат на проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи / И.М.Галяутдинов, А.С. Сирота, // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. - №1. – С. 1-15.
15. Нескромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии : учебник / В.В. Нескромных – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2014. – 355 с.
16. Опыт строительства многозабойных и многоствольных скважин в ОАО «ЛУКОЙЛ» : презентация / Служба Заместителя ГД по проектированию и мониторингу строительства скважин ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 2014,
17. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов, Минэкономразвития России, г. Москва, 2015, 369 с.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Описание примененных гидродинамических моделей

Для проведения расчетов в данной работе использовались две модели на основе выгрузки из гидродинамической модели пласта Нх-І Ванкорского месторождения для скважины 216 и 46 моделей на основе выгрузки из гидродинамической модели пласта Нх-І Ванкорского месторождения для скважины 772. Модели рассчитывались в программе Schlumberger Eclipse 2001 и визуализировались в программе Schlumberger Petrel 2009. Рассчитанные данные выгружались с помощью программы MView.

Здесь будут описаны 2 модели, которые были взяты за основу: выгрузка из гидродинамической модели пласта Нх-І Ванкорского месторождения для скважины 216 и выгрузка из гидродинамической модели пласта Нх-І Ванкорского месторождения для скважины 772.

Выгрузка из гидродинамической модели пласта Нх-І Ванкорского месторождения для скважины 216 имела сетку 61х31х51 ячейку, размерность ячейки – 100х100х0,2 м. В ней присутствовали газ, нефть, растворенный газ и вода. Расчет начинался с 1 июля 2009 г., но скважины вводились в эксплуатацию с 1 июня 2015 г.

В модели в секции GRID прописывались координатные линии, глубины углов ячеек сетки, для каждой ячейки задавались различные значения NTG, проницаемости по оси x (для задания проницаемости по оси y копировались значения для проницаемостей по оси x, а для задания проницаемостей по оси z копировались значения для проницаемостей по оси x и умножались на 0,1), пористости.

В секции PROPS каждой ячейке задавались различные значения критических нефтенасыщенностей в системе с газом и водой без учета направления движения потока, начальные значения водонасыщенности и значения связанной водонасыщенности. Задана сжимаемость породы  $2,2 \cdot 10^{-5}$  1/бар при опорном давлении 263 бар. PVT-функции для воды: при опорном давлении 259 бар. объемный коэффициент 1,005, сжимаемость воды  $4,5 \cdot 10^{-5}$  и вязкость 0,57. Плотность нефти 828,8 кг/м<sup>3</sup>, воды – 1011 кг/м<sup>3</sup>, газа – 0,77 кг/м<sup>3</sup>. Задана таблица PVT-свойств нефти с растворенным газом и PVT-свойств сухого газа.

В секции SOLUTION в ключевом слове EQUIL задана опорная глубина 2553,4 м, давление на которой 259 бар, ВНК на глубине 2676 м, ГНК на глубине 2553,4 м. Остальные параметры заданы по умолчанию. Ключевым словом RSVD задана зависимость газонасыщенности от глубины по точкам (2553,4; 153,8091) и (2600,0; 120,0000).

В секции SUMMARY задавалось огромное количество расчетных параметров, которые модель должна была просчитывать, основными из которых были накопленная добыча нефти для скважины (WOPT), обводненность скважины (WWCT), дебит скважины (WOPR), газовый фактор скважины (WGOR), пластовое давление (FPR) и забойное давление (WBHP).

В секции SCHEDULE задано 5 скважин, 4 из которых добывающие (216, 703, 702, 852) и 1 нагнетательная (801). Скважина 216 управляется забойным давлением на уровне 128 бар, скважины 703, 702 и 852 управляются дебитами жидкости на уровнях 100, 100 и 112 м<sup>3</sup>/сут. соответственно. Нагнетательная скважина управляется расходом воды на уровне 200 м<sup>3</sup>/сут. Модель рассчитывалась до 2085 года (см. рисунки 1-4).

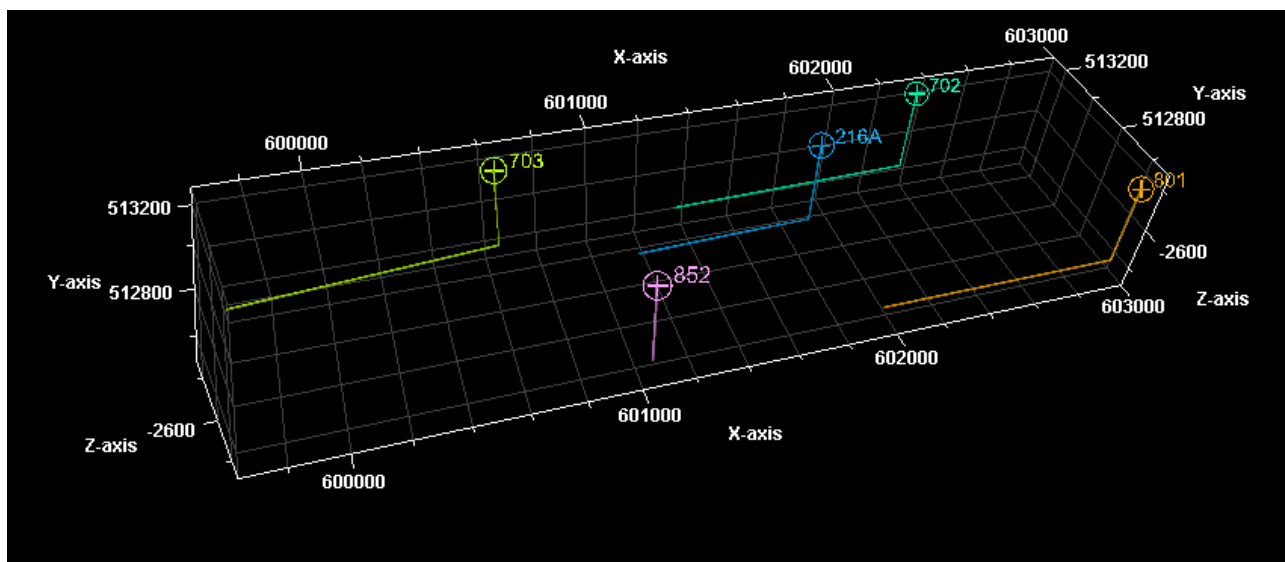


Рисунок 1 – Скважины выгрузки из гидродинамической модели пласта Нх-І Ванкорского месторождения для скважины 216

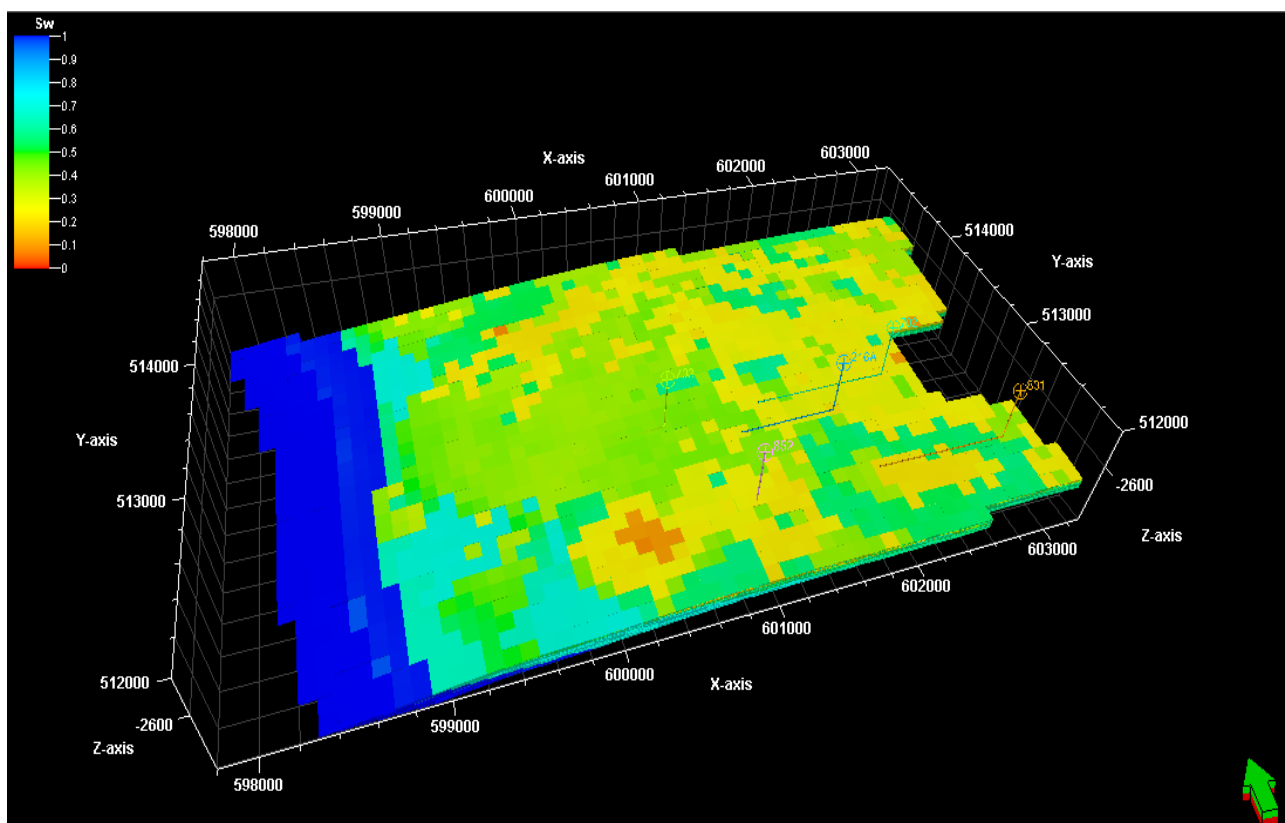


Рисунок 2 – Выгрузка из гидродинамической модели пласта Нх-І Ванкорского месторождения для скважины 216 (водонасыщенность)

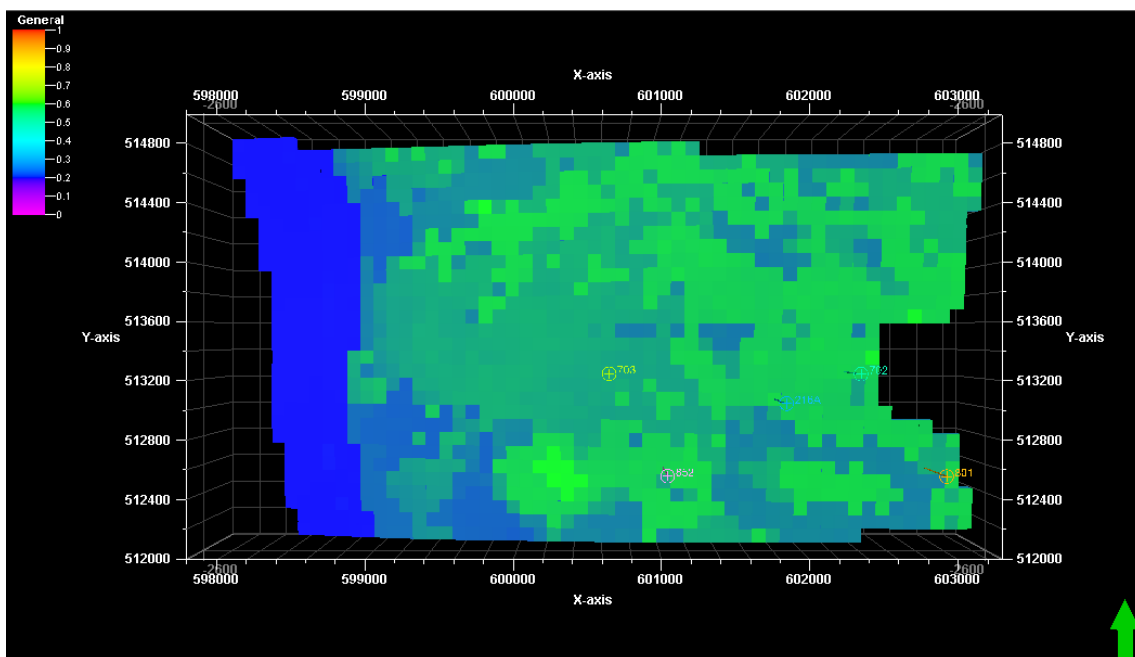


Рисунок 3 – Выгрузка из гидродинамической модели пласта Нх-І Ванкорского месторождения для скважины 216 (насыщенность)

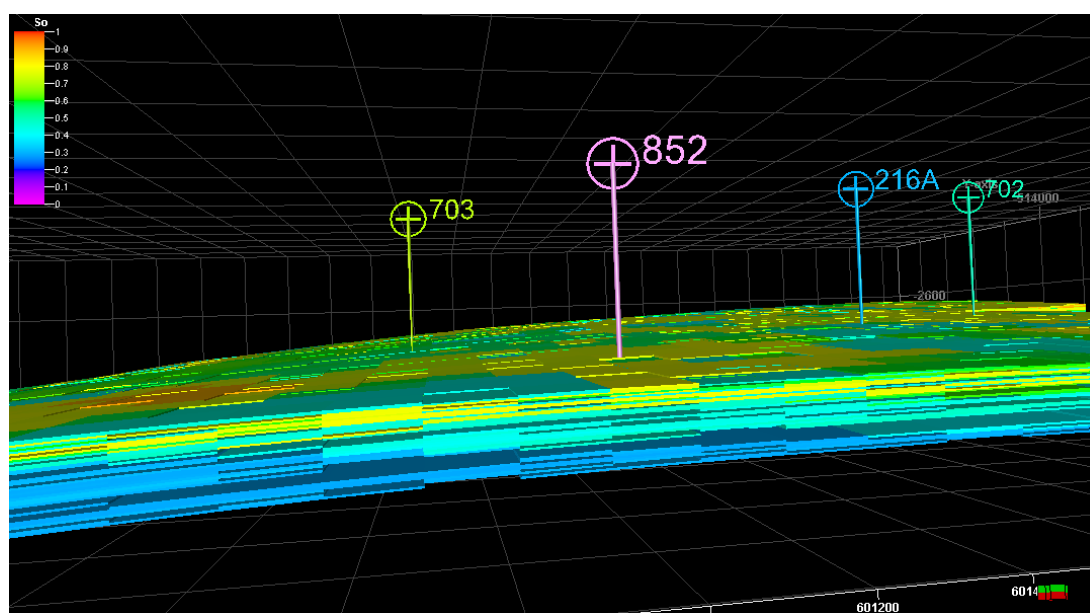


Рисунок 4 – Профиль выгрузки из гидродинамической модели пласта Нх-І Ванкорского месторождения для скважины 216 (нефтенасыщенность)

Выгрузка из гидродинамической модели пласта Нх-І Ванкорского месторождения для скважины 772 имела сетку 39x26x51 ячейку, размерность ячейки – 100x100x0,2 м. В ней присутствовали газ, нефть, растворенный газ и вода. Расчет начинался с 1 июля 2009 г., но скважины вводились в эксплуатацию с 1 сентября 2015 г.

В модели в секции GRID прописывались координатные линии, глубины углов ячеек сетки, для каждой ячейки задавались различные значения NTG, проницаемости по оси x (для задания проницаемости по оси y копировались значения для проницаемостей по оси x, а для задания проницаемостей по оси z

копировались значения для проницаемостей по оси x и умножались на 0,1), пористости.

В секции PROPS каждой ячейке задавались различные значения критических нефтенасыщенностей в системе с газом и водой без учета направления движения потока, начальные значения водонасыщенности и значения связанной водонасыщенности. Задана сжимаемость породы  $2,2 \cdot 10^{-5}$  1/бар при опорном давлении 263 бар. PVT-функции для воды: при опорном давлении 259 бар. объемный коэффициент 1,005, сжимаемость воды  $4,5 \cdot 10^{-5}$  и вязкость 0,57. Плотность нефти 828,8 кг/м<sup>3</sup>, воды – 1011 кг/м<sup>3</sup>, газа – 0,77 кг/м<sup>3</sup>. Задана таблица PVT-свойств нефти с растворенным газом и PVT-свойств сухого газа.

В секции SOLUTION в ключевом слове EQUIL задана опорная глубина 2553,4 м, давление на которой 259 бар, ВНК на глубине 2676 м, ГНК на глубине 2553,4 м. Остальные параметры заданы по умолчанию. Ключевым словом RSVD задана зависимость газонасыщенности от глубины по точкам (2553,4; 153,8091) и (2600,0; 120,0000).

В секции SUMMARY задавалось огромное количество расчетных параметров, которые модель должна была просчитывать, основными из которых были накопленная добыча нефти для скважины (WOPT), обводненность скважины (WWCT), дебит скважины (WOPR), газовый фактор скважины (WGOR), пластовое давление (FPR) и забойное давление (WBHP).

В секции SCHEDULE задано 8 скважин, 7 из которых добывающие (772, 772-1, 772-2, 772-3, 772-4, 819, 714) и 1 нагнетательная (813). Скважины 772, 772-1, 772-2, 772-3, 772-4 управляются забойным давлением на уровне 128 бар, скважины 819 и 714 управляются дебитами жидкости на уровнях 99 и 104 м<sup>3</sup>/сут. соответственно. Нагнетательная скважина 813 управляется расходом воды на уровне 477 м<sup>3</sup>/сут. Модель рассчитывалась до 2085 года (см. рисунки 5-8).

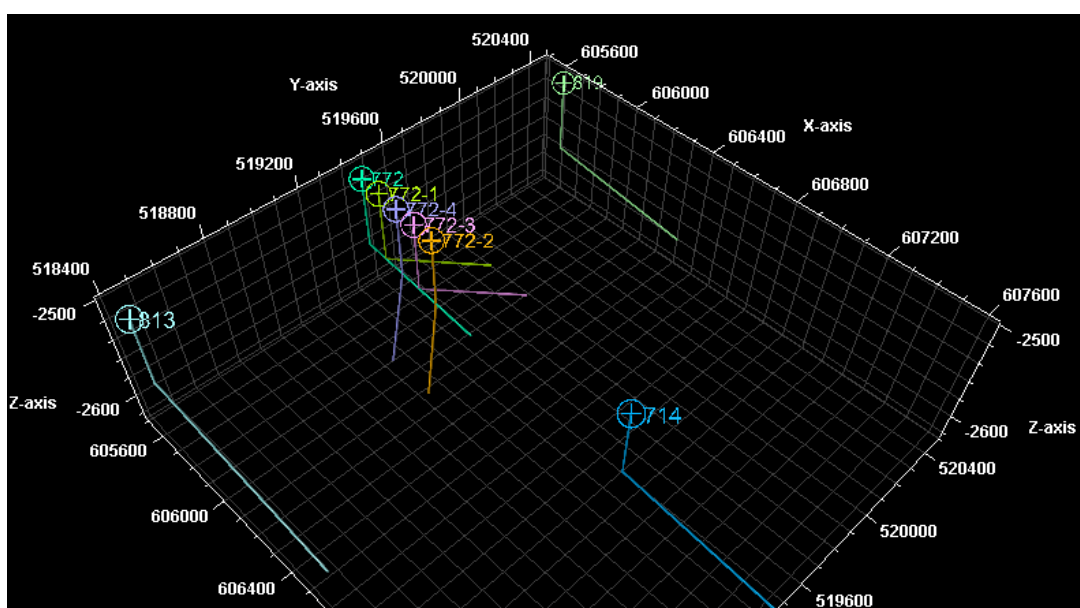


Рисунок 5 – Скважины выгрузки из гидродинамической модели пласта Нх-І Ванкорского месторождения для скважины 772

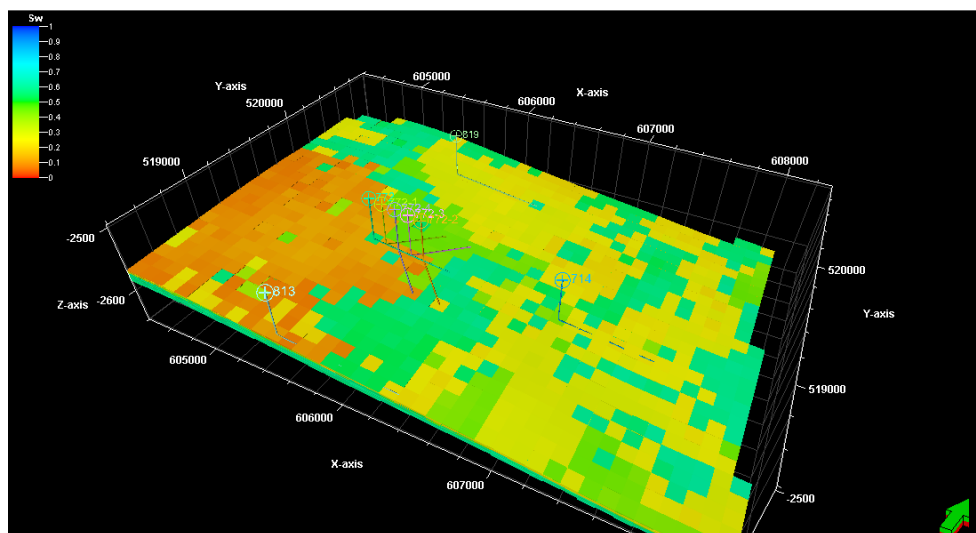


Рисунок 6 – Выгрузка из гидродинамической модели пласта Нх-I Ванкорского месторождения для скважины 216 (водонасыщенность)

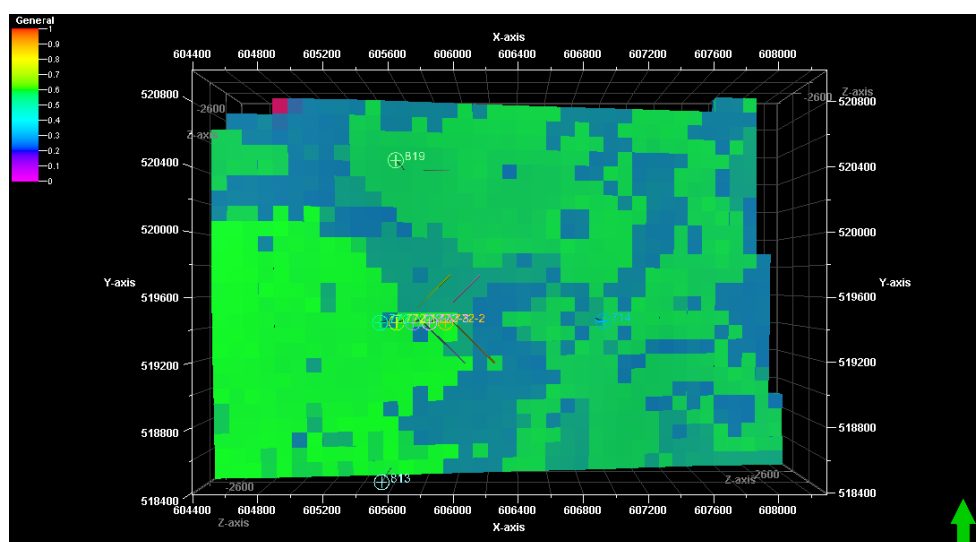


Рисунок 7 – Выгрузка из гидродинамической модели пласта Нх-I Ванкорского месторождения для скважины 216 (насыщенность)

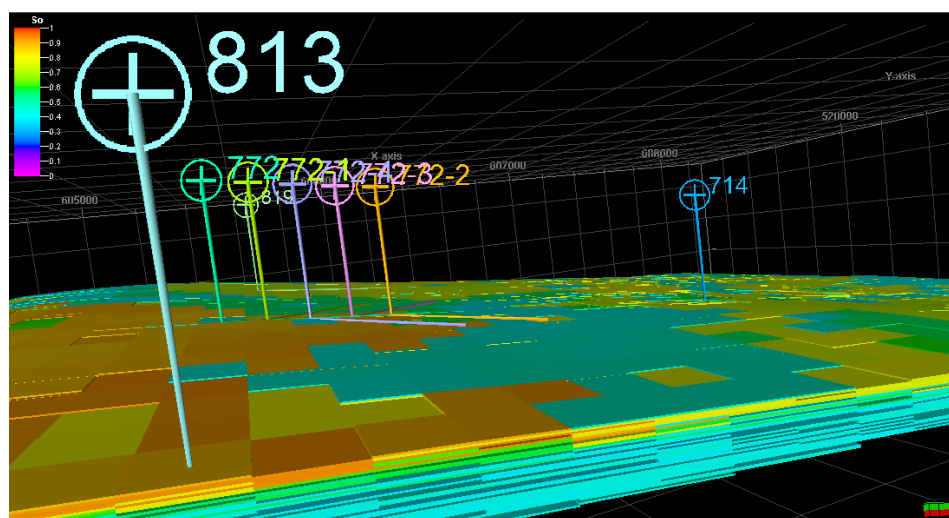


Рисунок 8 – Профиль выгрузки из гидродинамической модели пласта Нх-I Ванкорского месторождения для скважины 216 (нефтенасыщенность)